A paper prepared for the

Economic Council of Canada

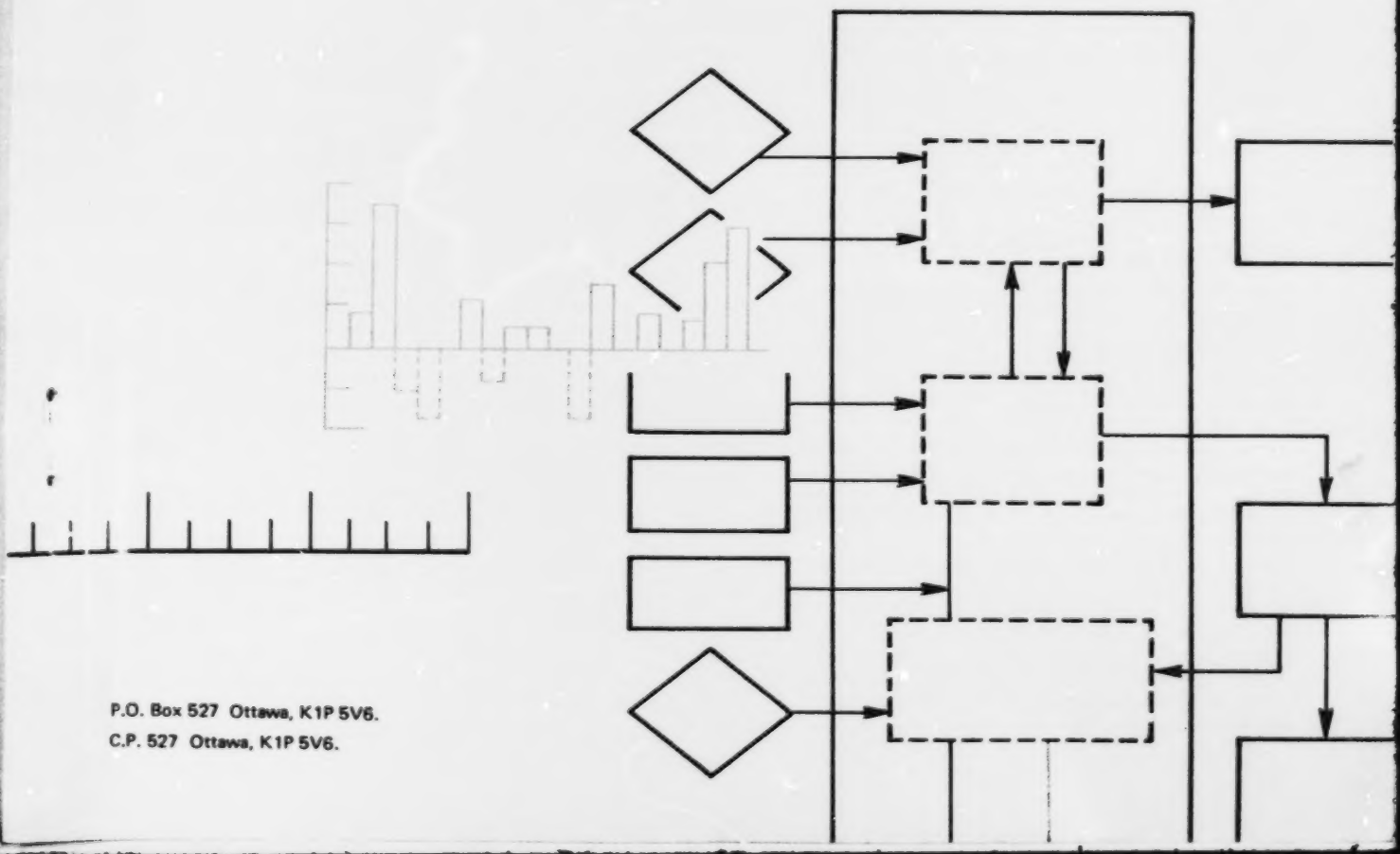
DOCUMENT n° 223

L'offre de découvertes de pétrole et de gaz naturel en Alberta 1947-1985

par Jacques Jobin

Un document préparé pour le

Conseil économique du Canada



P.O. Box 527 Ottawa, K1P 5V6.
C.P. 527 Ottawa, K1P 5V6.

The **Economic Council of Canada** was established in 1963 by Act of Parliament. The Council is a crown corporation consisting of a Chairman, two Directors and not more than twenty-five Members appointed by the Governor in Council.

The Council is an independent advisory body with broad terms of reference to study, advise and report on a very wide range of matters relating to Canada's economic development. The Council is empowered to conduct studies and inquiries on its own initiative, or if directed to do so by the Minister, and to report on these activities. The Council is required to publish annually a review of medium- and long-term economic prospects and problems. In addition it may publish such other studies and reports as it sees fit.

The Chairman is the Chief Executive Officer of the Council and has supervision over and direction of the work and staff of the Council. The expenses of the Council are paid out of money appropriated by Parliament for the purpose.

The Council as a corporate body bears final responsibility for the *Annual Review*, and for certain other reports which are clearly designated as *Council Reports*. The Council also publishes *Research Studies, Discussion Papers* and *Conference Proceedings* which are clearly attributed to individual authors rather than the Council as a whole. While the Council establishes general policy regarding such studies, it is the Chairman of the Council who bears final responsibility for the decision to publish authored research studies, discussion papers and conference proceedings under the imprint of the Council. The Chairman, in reaching a judgment on the competence and relevance of each author-attributed study or paper, is advised by the two Directors. In addition, for *authored Research Studies* the Chairman and the two Directors weigh the views of expert outside readers who report in confidence on the quality of the work. Publication of an author-attributed study or paper signifies that it is deemed a competent treatment worthy of public consideration, but does not imply endorsement of conclusions or recommendations by either the Chairman or Council members.

Établi en 1963 par une Loi du Parlement, le **Conseil économique du Canada** est une corporation de la Couronne composée d'un président, de deux directeurs et d'au plus vingt-cinq autres membres, qui sont nommés par le gouverneur en conseil.

Le Conseil est un organisme consultatif indépendant dont le mandat lui enjoint de faire des études, donner des avis et dresser des rapports concernant une grande variété de questions rattachées au développement économique du Canada. Le Conseil est autorisé à entreprendre des études et des enquêtes, de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, et à faire rapport de ses activités. Chaque année, il doit préparer et faire publier un exposé sur les perspectives et les problèmes économiques à long et à moyen termes. Il peut aussi faire publier les études et les rapports dont la publication lui semble opportune.

Le président est le directeur général du Conseil; il en surveille les travaux et en dirige le personnel. Les montants requis pour acquitter les dépenses du Conseil sont prélevés sur les crédits que le Parlement vote à cette fin.

En tant que personne morale, le Conseil assume l'entière responsabilité des *Exposés annuels*, ainsi que de certains autres rapports qui sont clairement désignés comme étant des *Rapports du Conseil*. Figurent également au nombre des publications du Conseil, les *Études*, *Documents* et *Comptes rendus de colloques*, qui sont explicitement *attribués à des auteurs particuliers* plutôt qu'au Conseil lui-même. Celui-ci établit une politique générale touchant ces textes, mais c'est au président qu'il incombe de prendre la décision finale de faire publier, sous les auspices du Conseil économique du Canada, les ouvrages à nom d'auteur tels que les études, documents et rapports de colloques. Pour se prononcer sur la qualité, l'exactitude et l'objectivité d'une étude ou d'un document attribué à son auteur, le président est conseillé par les deux directeurs. De plus, dans le cas des *études à nom d'auteur*, le président et les deux directeurs sollicitent l'avis de lecteurs extérieurs spécialisés, qui font un rapport confidentiel sur la qualité de ces ouvrages. Le fait de publier une étude ou un document à nom d'auteur ne signifie pas que le président ou les membres du Conseil souscrivent aux conclusions ou recommandations contenues dans l'ouvrage, mais plutôt que l'analyse est jugée d'une qualité suffisante pour être portée à l'attention du public.

DOCUMENT n° 223

L'offre de découvertes de pétrole et de gaz naturel en Alberta 1947-1985

par Jacques Jobin

Les résultats contenus dans ce "Document" demeurent l'entière responsabilité de l'auteur et, en tant que tels, n'ont pas reçu l'adhésion des membres du Conseil économique du Canada.

La série "Documents" contient des documents de travail dont le Conseil fait une diffusion restreinte, en vue de susciter des commentaires de la part de spécialistes.

Toute demande de permission pour reproduire ce document en tout ou en partie doit être adressée au :

Secrétaire du Conseil
Conseil économique du Canada
Case postale 527
Ottawa (Ontario)
K1P 5V6

ISSN 0225-8021

Janvier 1983

TABLE DES MATIERES

	Page
ABSTRACT	i
SOMMAIRE	ii
REMERCIEMENTS	iii
INTRODUCTION	iv
CHAPITRE UN : LES ÉTUDES PRÉCÉDENTES	1
1.1 Revue de la littérature	1
1.1.1. La littérature américaine	1
1.1.2. La littérature canadienne	22
1.1.3. Résumé	37
1.2 Le contexte canadien	38
CHAPITRE DEUX : L'APPROCHE TRADITIONNELLE	43
2.1 Les auteurs précédents	43
2.2 Construction des équations	46
2.3 Données, estimation, résultats	56
CHAPITRE TROIS : UNE APPROCHE NOUVELLE	61
3.1 Introduction	61
3.2 La courbe de coût marginal	62
3.2.1. La théorie	62
3.2.2. Les résultats	67
3.3 La courbe désagrégée	70
3.3.1. L'intention de découverte	70
3.3.2. La désagrégation du polynôme	72
3.3.3. Les résultats	73
RÉSUMÉ ET CONCLUSION	79
ANNEXES	81
BIBLIOGRAPHIE	86

ABSTRACT

This study attempts to estimate the quantity of undiscovered oil and natural gas remaining in Alberta.

After reviewing the literature that uses econometric methods to estimate this quantity, the author works from U.S. and Canadian models to develop two variables for estimating the undiscovered reserves: an economic variable, known as net back, and a "geological" variable, the cumulative discoveries to date. This conventional method, however, gives very disappointing results. The author then tries other avenues, by omitting or introducing relevant variables, but again obtains poor results.

The second part of the paper introduces an entirely new procedure, estimating the undiscovered oil and gas through the marginal cost curve. As we all know, this curve can be defined over the long term as a discovery supply curve. When the data are broken down, this method produces interesting results. Briefly, the results of the model are that there remain significant quantities of undiscovered natural gas, but as far as oil is concerned, again according to the model, about two-thirds of the total reserves in Alberta have already been discovered. While the fit of the equation is not ideal, the National Energy Board's forecasts in its optimistic hypothesis seem pessimistic compared to the author's results, since they amount to only half the quantities in his optimistic scenario.

SOMMAIRE

Cette étude tente de donner une idée de la quantité de pétrole et de gaz naturel à être découverte en Alberta.

Après avoir fait une revue de la littérature qui utilise des méthodes économétriques pour estimer cette quantité, l'auteur, s'inspirant des études américaines et canadiennes, développe deux variables pour estimer les découvertes : d'une part, une variable économique, le rendement net (net back) et d'autre part, une variable "géologique", les découvertes cumulées. Cette méthode conventionnelle donne des résultats très décevants. L'auteur tente alors d'autres avenues en omettant ou introduisant des variables pertinentes, mais sans succès.

Dans la deuxième partie du travail, une autre méthode est tentée : elle consiste à estimer les découvertes par la courbe de coût marginal. Comme on le sait, cette courbe, à long terme, peut être définie comme une courbe d'offre de découvertes. Cette méthode, une fois les données désagrégées, donne des résultats intéressants: brièvement, les résultats du modèle sont qu'il reste du gaz naturel en quantités très importantes alors que pour le pétrole, toujours d'après le modèle, on aurait découvert jusqu'à maintenant les deux tiers des ressources disponibles en Alberta. Tout en considérant que l'ajustement ("fit") de l'équation est un peu faible si on compare ces résultats avec les prévisions de l'Office National de l'Énergie dans son hypothèse optimiste, celles-ci apparaissent pessimistes car elles ne sont que la moitié du scénario optimiste de l'auteur.

REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier messieurs L. Copithorne, P. Eglington, T. Schweitzer et N. Swan pour leurs suggestions et commentaires tout au long de ce travail. Le document demeure cependant l'entière responsabilité de l'auteur.

INTRODUCTION

Ce travail s'inscrit dans le cadre d'une étude entreprise par le Conseil Économique du Canada, à l'automne '80, sur les implications économiques pour l'ouest canadien et pour le reste du pays du gonflement des prix de l'énergie suite aux deux chocs pétroliers de 1973 et 1979.

Il consiste essentiellement à estimer la courbe d'offre de découvertes pétrole et de gaz naturel de l'Alberta, car il est nécessaire de connaître cette courbe d'offre et les conditions dans lesquelles elle se déplace (ou pivote sur elle-même) si on veut connaître l'impact de la hausse des prix des ressources sur l'économie. Le travail répond donc à une question fondamentale : quelle quantité de pétrole et de gaz naturel reste-t-il dans l'ouest et à quel prix (ou quel coût) cette quantité est-elle disponible? Les économistes des ressources naturelles sont familiers avec l'obligation de rattacher un prix à la quantité disponible d'une ressource naturelle qui, même en concurrence parfaite et donc contrairement aux autres produits, n'est pas disponible en quantités infinies. Si le prix de cette ressource est fixe, la quantité offerte s'épuise car c'est une courbe d'offre à coût marginal croissant.

Au Canada, cette industrie a été protégée de la concurrence étrangère entre 1961 et 1973, car le pétrole importé était moins cher, par la Politique Nationale de 1961 qui créait un marché

captif pour le pétrole canadien, à l'ouest de l'Outaouais. A partir de 1973, de très nombreuses interventions des gouvernement fédéral et provinciaux ont rendu l'analyse de cette industrie canadienne plus complexe.

Dans la première partie de ce travail, nous entreprendrons une revue complète de la littérature qui tente d'estimer économétriquement ou non la courbe d'offre de pétrole et/ou de gaz naturel. Cette première étape a été approfondie pour nous permettre de concevoir et d'élaborer notre propre approche, basée sur un concept de profit : le rendement net (les données qui ont servies dans ce chapitre sont dans l'annexe 1). Nous examinerons les résultats obtenus. Puis une autre théorie, basée sur l'estimation de la courbe de coût marginal, sera introduite (les données qui ont servies dans ce chapitre sont dans l'annexe 2). Dans les deux cas, nous obtiendrons des résultats pour les deux ressources agrégées, et désagrégées. À partir de ces résultats, nous tenterons d'estimer les découvertes de pétrole ou de gaz naturel susceptibles de se produire dans les années à venir.

CHAPITRE UN : LES ÉTUDES PRÉCÉDENTES

1.1 REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1.1 La Littérature américaine

La première étude économétrique concernant l'industrie du pétrole et du gaz naturel est américaine : Fisher (1964) a fait une estimation de l'offre d'exploration et de l'offre des découvertes nouvelles de pétrole, pour la période 1946-54. Pour l'auteur, ces deux courbes d'offre doivent être différenciées :

> "...because the total of new oil discoveries is the product of three terms: the number of wildcats drilled; the fraction of such wells that are producers; and the average size of field discovered per producing wildcat. The sensititvity of the product depends on the sensitivity of all three factors to economic incentives rather than solely on the sensitivity of the first of them". (p. 7)

Pour Fisher, la décision d'explorer faite par l'industrie est un processus par lequel les inputs sont constitués de stimuli économiques et de conditions géologiques dans la nature et les outputs sont le nombre de puits d'exploration creusés et les résultats de cette exploration. À cause du manque de données sur les projets d'exploration considérés, Fisher évalue les conditions acceptées par l'industrie par l'intermédiaire de trois variables retardées : le taux de succès (i.e. le nombre de puits productifs sur le nombre de puits d'exploration), le nombre de barils de pétrole par puits d'exploration productif et le nombre de MCF de

gaz naturel par puits d'exploration productif. Dû au manque de données concernant les profits et les coûts anticipés, l'unique stimilus économique employé est le prix du pétrole. Les données étant désagrégées par district (au nombre de cinq), Fisher fait un regroupement des données en coupe instantanée et en série chronologique.

Pour l'auteur, les trois variables retardées ont un rôle important : elle constituent l'information disponible aux entrepreneurs quant aux rendements probables et quant aux caractéristiques des régions explorées; enfin, en canalisant l'effet de différentiation des districts, elles font ressortir l'influence des autres variables utilisées sur la variable dépendante. Les résultats de ce modèle, comprenant les erreurs-types sont les suivants :

$$\log W_{jt} = \underset{(1.54)}{8.29} + \underset{(.000724)}{.00862}\, H_{jt} + \underset{(.525)}{2.85} \log P_{jt} + \underset{(.0985)}{.44} \log S_{jt-1} - \underset{(.304)}{.941} \log F_{jt-1} - \underset{(.119)}{.563} \log N_{jt-1} \qquad R^2 = .84$$

$$\log F_{jt} = \underset{(.651)}{1.99} + \underset{(.116)}{.581} \log F_{jt-1} - \underset{(.0407)}{.15} \log S_{jt-1} + \underset{(.0448)}{.083} \log N_{jt-1} - \underset{(.0000375)}{.000106}\, D_{jt-1} + \underset{(.000283)}{.00059}\, H_{jt} - \underset{(.234)}{.356} \log P_{jt}$$

$$R^2 = .73$$

$$\log S_{jt} = 5.35 + .777 \log S_{jt-1} + .692 \log F_{jt-1}$$
$$(1.73)\ (.113)\qquad\qquad (.329)$$
$$- .489 \log N_{jt-1} - 2.18 \log P_{jt}$$
$$(.137)\qquad\qquad (.631)\qquad\qquad R^2 = .85$$

où j : Indice décrivant le district,

t : Indice décrivant l'année,

W : Nombre de puits d'exploration nouveau,

F : Taux de succès,

S : Grandeur moyenne des découvertes de pétrole par puits d'exploration productif (en millers de barils),

N : Grandeur moyenne des découvertes de gaz naturel par puits d'exploration productif (en millions de pieds cubes),

D : Profondeur moyenne des nouveaux puits (en pieds),

H : Équipes géophysiques et forage préliminaire (en équipes-année),

P : Prix du pétrole à la tête de puits (en dollars constants 1947-49).

À cause de la nature des données et de la complexité de l'industrie du pétrole, l'auteur présente ces résultats avec circonspection, soulignant que ce ne sont pas les coefficients en eux-mêmes qui ont de l'importance mais leur ordre de grandeur. Les élasticités-prix de l'effort d'exploration, du taux de succès et de la grandeur des découvertes sont respectivement 2.85, - .36 (non significativement différent de zéro) et -2.2, pour une élasticité-prix totale de .31. Une augmentation d'une unité de pourcentage du prix du pétrole ne résulte qu'en une augmentation de .31 unité de pourcentage de nouvelles découvertes. Une fois

les résultats obtenus, l'auteur rationalise le signe des coefficients négatifs en soulignant qu'à un prix donné, les opérateurs conservent une liste de petits réservoirs à risque peu élevé, mais non rentables au prix courant, qui deviennent économiquement intéressants avec l'augmentation de prix. L'auteur conclut :

> "It follows that a rise in price induces a decrease in average size associated with an increase in certainty which partially offsets the risk increase which would otherwise occur. The effect is a short-run one and is restricted to price rises". (p. 23)

Fisher est le premier à construire un modèle économétrique de l'industrie du pétrole. Il faut donc situer les critiques qui vont suivre dans la perspective de l'apport considérable d'un premier travail sur ce sujet.

L'interprétation des élasticités est difficile. Comme dans tout regroupement de données de coupe instantanée et de série chronologique, il y a réunion d'élasticité à court terme (série chonologique) et à long terme (coupe instantanée). Pratiquement, on peut deviner, selon les explications des signes des coefficients, que ce sont des élasticités à court terme mais le modèle ne le spécifie pas. Le regroupement de données est dommageable à un autre point-de-vue : l'auteur ne différencie pas les districts. Un seul de ces districts accaparait 82.7 % des découvertes nouvelles en 1950, pour tous les États-Unis.

L'interprétation des coefficients et de leur signe après l'obtention des résultats est une démarche peu recommandable. L'élaboration du modèle doit intégrer un apercu du signe des coefficients, ce que le modèle vérifie; Fisher rationalise le signe des coefficients, une fois les résultats obtenus. De même, l'auteur ne donne aucune explication sur le fait qu'il divise les nouvelles découvertes en trois éléments. Il l'affirme, simplement.

Le modèle ne tient pas compte de trois difficultés inhérentes à l'étude de l'industrie du pétrole : l'épuisement de la ressource, la croissance des coûts marginaux d'exploration, et le traitement fiscal spécifique de l'industrie. Le rôle du gaz naturel pendant la période 1946-54 dans l'approvisionnement en énergie aux États-Unis est négligeable. L'auteur a testé le coefficient du prix du gaz naturel et dans tous les cas il est non-significativement différent de zéro. Cependant, depuis ce temps, le gaz naturel s'est avéré une source importante d'énergie et un modèle couvrant une période plus récente devrait intégrer cette variable.

Fisher conclut :

> "...our findings do cast considerable doubt on policy arguments resting on the assertion that oil discoveries are highly sensitive to economic factors. To the extent that this argument depends on evidence as to high sensitivity of wildcat drilling-or other exploratory and development drilling -- it substantially overstates the case". (p. 39)

L'élasticité-prix de .31 est effectivement faible. Les autres auteurs qui ont repris le même modèle pour une période plus prolongée ont obtenu une élasticité-prix plus élevée.

Erickson et Spann (1971) ont repris le modèle de Fisher pour la période 1946-58. La modification la plus importante est qu'en plus des variables de Fisher pour le pétrole, ils introduisent les mêmes variables pour le gaz naturel. Le modèle aboutit aux résultats suivants : l'élasticité-prix de l'offre des découvertes de pétrole est la somme des élasticités de 1.48 pour l'effort d'exploration, de -.23 pour le taux de succès et de -.42 pour la grandeur moyenne des découvertes de pétrole pour un total de .83, plus du double que le résultat obtenu par Fisher. L'élasticité-prix de l'offre de découvertes de gaz naturel est calculée de la même façon et donne .69 (.35, .01, .33).

Eyssel (1978) actualise le modèle de Fisher pour la période 1946-70. Pour Eyssel,

> "...it is difficult to generalize about the extent to which crude and natural gas are joint products. (...) However, in some provinces distinct gas and oil reservoirs are found with no particular pattern within the area. The probability of finding gas rather than oil increases with depth, and below about 15,000 feet, gas is a virtual certainty. The probability of finding gas also increases as the degree of low grade metamorphism of reservoir rocks increases". (p. 21)

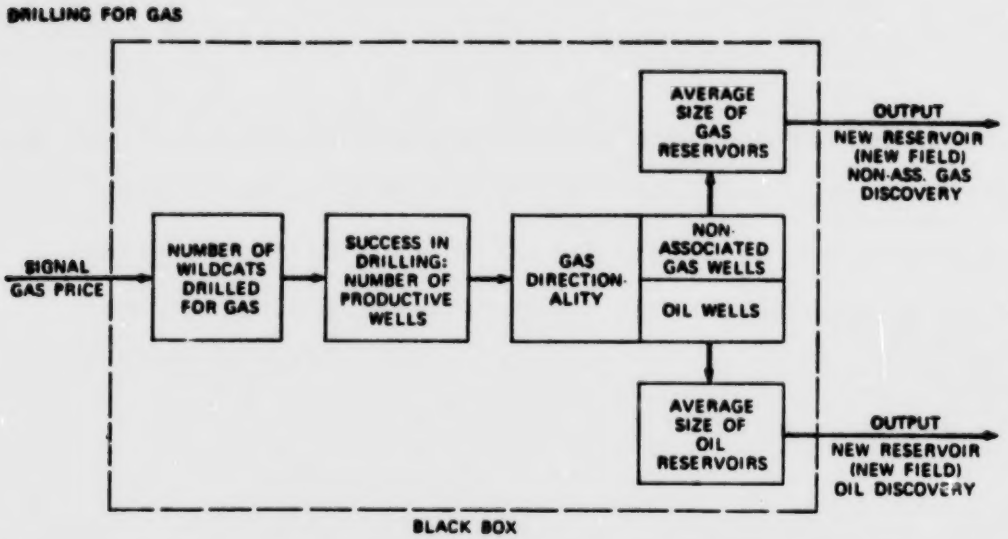
L'auteur poursuit en soulignant "... every successful new field wildcat reported by the AAPG through 1970 for North Dakota has been a crude producer : thus oil can be a separate product." (p .21)

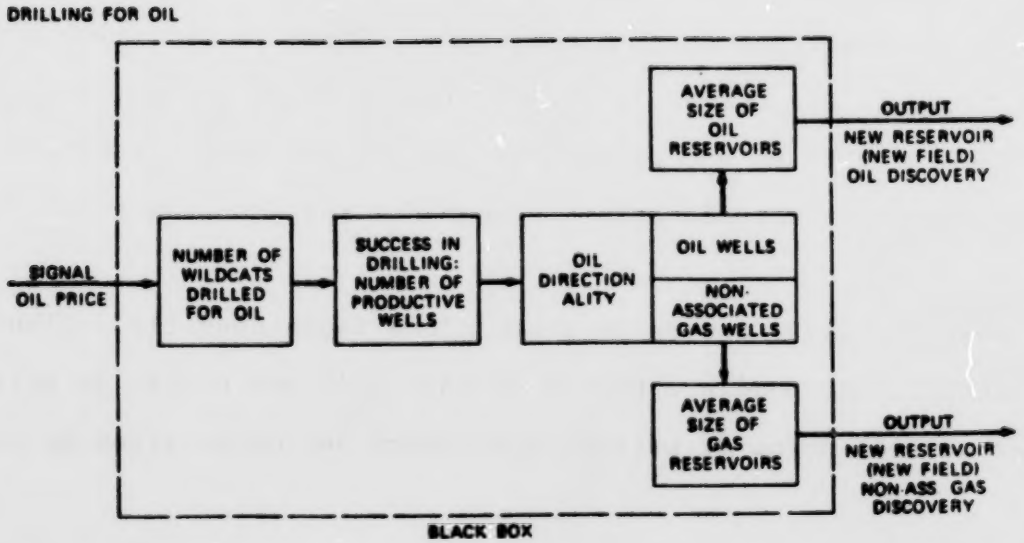
L'auteur décide donc d'éliminer "any consideration of gas and its price from my analysis". L'élasticité-prix de l'effort d'exploration est de 1.84. Celles du taux de succès et de la grandeur de découvertes ont un coefficient positif et non-significatif de .22 et .37 respectivement. L'élasticité-prix totale est donc de 2.43.

Le travail de Eyssel est peu intéressant vu sa piètre qualité. L'auteur confond l'existence du gaz naturel et sa production. Il peut exister certains états qui ne produisent que du pétrole cela n'implique pas que ce pétrole est l'unique produit trouvé dans le réservoir. Le gaz naturel peut être brûlé ne pouvant être vendu faute de pipelines et/ou d'acheteurs. C'est là la lacune la plus sérieuse de son travail d'autant plus sérieuse que son étude est récente (1978) et que pendant la période analysée (1946-70), le gaz naturel a considérablement augmenté son importance.

Khazoom (1971) aborde le sujet d'une façon nouvelle. L'auteur construit son modèle à partir du fait qu'à une hausse de prix du gaz naturel et/ou du pétrole correspond des découvertes de gaz

naturel et/ou de pétrole. Ce cheminement est illustré dans les deux schémas suivants :





On reconnaît dans la "boîte noire" les trois variables utilisées par Fisher: le nombre de puits d'exploration, le taux de succès et la grandeur moyenne des découvertes. L'auteur explique son modèle:

> "We seek to discover the relationship between the decision triggered by the signal at one end of the black box and the final product at the other end of the box." (p.56)

L'hypothèse de base de cette approche est que le producteur cherche à trouver le plus gros volume du produit par dollar supplémentaire dépensé dans l'exploration. Les sites probables de découvertes sont donc connus de telle sorte que ceux qui offrent le rendement le plus élevé sont explorés en premier, et ainsi de suite. Si le producteur a une idée juste des différents sites, une augmentation de l'offre ne peut être obtenue que par une augmentation de prix. Khazoom construit des régions selon leur homogénéité géologique et non géographique comme Fisher. Cependant, il utilise lui aussi la méthode du regroupement des données en coupe instantanée et en série chronologique. Chaque variable dépendante sera estimée par une équation linéaire et une équation non-linéaire (quadratique). Le modèle est le suivant :

$$ND_t = -\mu_0 + \mu_1 \sum_{i=1}^{2} C_{t-i} \pm \mu_2 \sum_{i=1}^{2} P_{t-i} + \mu_3 \sum_{i=1}^{2} P_{t-i} + \mu_4 \sum_{i=1}^{2} ND_{t-i} + \omega_t$$

$$ND_t = -\mu_0' + \mu_1' \sum_{i=1}^{2} C_{t-i} \pm \mu_2' (\sum_{i=1}^{2} C_{t-i})^2 \pm \mu_3' \sum_{i=1}^{2} P_{O_{t-i}}$$
$$\pm \mu_4' (\sum_{i=1}^{2} P_{O_{t-i}})^2 + \mu_5' \sum_{i=1}^{2} P_{L_{t-i}} \pm \mu_6' (\sum_{i=1}^{2} P_{L_{t-i}})^2$$
$$+ \mu_7' \sum_{i=1}^{2} ND_{t-i} + \omega_t'.$$

$$XR_t = -\pi_0 + \pi_1 C_t - \pi_2 P_{O_t} + \pi_3 P_{L_t}$$
$$+ \pi_4 ND_{t-1} + \pi_5 XR_{t-1} + \xi_t.$$

$$XR_t = -\pi_0' + \pi_1' C_t - \pi_2' C_t^2 - \pi_3' P_{O_t} + \pi_4' P_{O_t}^2 + \pi_5' P_{L_t}$$
$$- \pi_6' P_{L_t}^2 + \pi_7' ND_{t-1} + \pi_8' XR_{t-1} + \xi_t',$$

où ND : Découvertes nouvelles de gaz naturel,

XR : Extensions et révisions de gaz naturel,

C : Prix-plafond du gaz naturel,

Po : Prix du pétrole,

P_L: Prix du gaz liquéfié (Propane, Butane).

ξ, ω: Résidus

Comme on le voit, les variables retardées sont calculées sur la moyenne des deux années précédentes, dans les équations des découvertes nouvelles. L'auteur évalue le temps de réaction des opérateurs, suite à un changement dans les conditions économiques, à une année. Les extensions ou révisions sont évaluées immédiatement suite à un changement de prix d'un des trois composants. Cette approche est nouvelle et elle correspond à la réalité : le temps de réaction des opérateurs ne peut être nul. De même, pour la première fois, des équations quadratiques seront estimées mais malheureusement, aucun des coefficients -prix estimés est significatif, on ne présentera donc pas leurs résultats ici. Les résultats pour les équations linéaires sont

les suivants pour la période 1961-69, (avec les student):

$$ND_t = -226.07 + 15.29 \sum_{i=1}^{2} C_{t-i} - 2.69 \sum_{i=1}^{2} Po_{t-i}$$
$$(2.18) \quad (2.20) \quad (.26)$$
$$+ 3.98 \sum_{i=1}^{2} Pl_{t-i} + .84 \sum_{i=1}^{2} ND_{t-i}$$
$$(.56) \quad (19.27)$$
$$R^2 = .61$$

$$XR_t = -756.38 + 49.36\ C_t - 30.85\ Po_t + 47.38\ Pl_t$$
$$(1.93) \quad (1.87) \quad (.80) \quad (1.70)$$
$$+ .72\ ND_{t-1} + .49\ XR_{t-1}$$
$$(4.52) \quad (8.46)$$
$$R^2 = .61$$

Aucun des coefficients-prix de XR_t n'étant significatif, l'auteur abandonne cette équation et le reste de son étude repose sur les résultats obtenus pour ND_t. Khazoom n'ayant pas transformé ces données en logarithmes, les élasticités sont en nombre absolu : si le prix-plafond du gaz naturel augmente de un sou, pour une seule année, sans se maintenir à ce nouveau prix, les nouvelles découvertes de gaz naturel vont augmenter de 7.645 millions de MCF. Puis l'auteur abandonne les variables Po et Pl pour ne s'intéresser qu'au "time path of discoveries response to gas price". L'équation des découvertes nouvelles devient :

$$ND_t = \beta(C_{t-1} + C_{t-2}) + \delta(ND_{t-1} + ND_{t-2})$$

Il recherche l'effet total : "The total direct (par C_{t-i}) and indirect (par ND_{t-i}) effect of C_{t-2} can be derived by eliminating ND_{t-1} from the equation by means of the same equation lagged one year". (p.68)

$$ND = \beta C_{t-1} + \beta(1 + \delta) C_{t-2} + \beta\delta C_{t-3} + \delta(1 + \delta) ND_{t-2} + \delta^2 ND_{t-3}$$

Si le prix-plafond augmente de un sou, l'impact sera de β million MCF l'année suivante et de $\beta (1 + \delta)$ deux ans plus tard. L'impact après onze années sera celui-ci, chaque ligne correspondant à une année :

EXPRESSION GÉNÉRALE	1	2	3
β	7.645	7.645	8.1%
$\beta (1 + \delta)$	10.846	18.491	19.7%
$\beta (2\delta + \delta^2)$	7.743	26.234	27.9%
$\beta (\delta + 3\delta^2 + \delta^3)$	7.784	34.017	36.2%
$\beta (3\delta^2 + 4\delta^3 + \delta^4)$	6.502	40.519	43.1%
$\beta (\delta^2 + 6\delta^3 + 5\delta^4 + \delta^5)$	5.982	46.501	49.4%
$\beta (4\delta^3 + 10\delta^4 + 6\delta^5 + \delta^6)$	5.227	51.728	55.0%
$\beta (\delta^3 + 10\delta^4 + 15\delta^5 + 7\delta^6 + \delta^7)$	4.694	56.422	60.0%
$\beta (5\delta^4 + 20\delta^5 + 21\delta^6 + 8\delta^7 + \delta^8)$	4.154	60.576	64.4%
$\beta (\delta^4 + 15\delta^5 + 35\delta^6 + 28\delta^7 + 9\delta^8 + \delta^9)$	3.705	64.281	68.3%
$\beta (6\delta^5 + 35\delta^6 + 56\delta^7 + 36\delta^8 + 10\delta^9 + \delta^{10})$	3.29	67.572	71.8%
TOTAL CUMULÉ		94.074	

L'impact d'une hausse de un sou pour une seule année est illustré dans la colonne 1. Si la hausse se maintenait indéfiniment, l'impact serait illustré dans la colonne 2. La colonne 3 nous

donne l'impact de l'augmentation de un sou, en pourcentage cumulé i.e. la colonne 2 sur le total cumulé (94.074). Par la suite, Khazoom fait l'hypothèse suivante : le prix du gaz naturel étant un prix d'équilibre, il simule un prix en 1969 entre 0 et 15 cents supérieur au prix véritable de cette année-là, et pour chaque cent supplémentaire, il calcule les élasticités-prix annuelles correspondantes pour les onze années suivantes. Il découvre que plus le prix d'équilibre du gaz naturel est élevé en 1969, plus les élasticités-prix annuelles tendent vers l'unité.

Il est étrange qu'une hausse de C_t pour une seule année induise une augmentation de 7.6 million de MCF pour l'année suivante et de 10.8 MCF deux années plus tard, au moment où le prix-plafond revient à son niveau original. Il semble étrange aussi que l'impact de cette augmentation s'étende sur une période aussi longue (quinze années). Mais ces deux faits sont dûs à l'intégration de l'impact dans ND_{t-i}.

Cette étude date de dix années et malgré le fait que la partie prévision du modèle ne soit plus appropriée, Khazoom a abordé d'une façon nouvelle l'offre des découvertes suite à l'étude de Fisher.

Erickson, Millsaps et Spann (1974) estiment l'offre de pétrole pour la période 1950-68 en estimant l'offre des <u>réserves</u> de pétrole. Pour les auteurs, "The principal economic determinants of desired reserves are the expected price of oil and the user

cost of oil reserves. User cost is a measure of the implicit price to the firm of capital embodied in oil reserves..." Faute de mesure du prix anticipé, les auteurs assument qu'il est déterminé par le prix courant et le rationnement de la production. Intégrant le traitement fiscal propre à l'industrie, les auteurs définissent le concept de coût d'usage :

$$C_t = q_t\left[\frac{r\ (1 - T\gamma) + \delta(1-T\gamma - Tv)}{1 - T + Td}\right]$$

où Ct = Coût d'usage,

q_t = Coûts d'exploration des réserves supplémentaires, par baril,

r = Coût du capital,

T = Taux d'imposition du secteur,

γ = La partie du capital considérée comme dépenses courantes et donc amortissable,

δ = Le taux de dépréciation du stock de capital ou des réserves,

v = La partie du capital amortissable pour fins d'impôt,

d = Le taux de la déduction pour épuisement.

Les auteurs soulignent qu'une démonstration complète de cette formule est disponible sur demande. Faute de donnée sur q_t, ils l'abandonnent et le suppose constant. Les résultats sont, avec les erreurs-types :

$$\ln R_{t,j} = 1.41 + .102 \ln P_{t,j} - .069 \ln C_t - .067 \ln K_{t,j}$$
$$(.71)\ (.09) \qquad (.028) \qquad (.083)$$
$$+ .076 \ln K_{t-1,j} + .9 \ln R_{t-1,j} - .487 D_1$$
$$(.07663) \qquad (.04) \qquad (.269)$$
$$- .125 D_2 - .152 D_4 - .095 D_5$$
$$(.204) \quad (.21) \quad (.201)$$

$$R2 = .99$$

où t = Indice indiquant l'année,

j = Indice indiquant le district,

R = Réserves prouvées de pétrole (i.e. les découvertes cumulées moins la production) en milliers de barils,

P = prix moyen constant du baril de pétrole (i.e. les découvertes cumulées moins la production), à la tête de puits,

C = Coût d'usage,

K = "Texas Shutdown Days",

D = Variables "dummy" pour différencier les districts.

Les auteurs construisent ensuite le modèle où ils font l'hypothèse que C_t et P_t "enter the determination of reserves symmetrically" (p. 470), i.e. qu'une augmentation de 10 % du prix du pétrole équivaut à une baisse de 10 % du coût d'usage, et inversement. Ils posent donc que le coefficient affectant C_t et P_t est le même, ce qui donne :

$$\ln R_{t,j} = 1.37 + .073\,(\ln P_{t,j} - \ln C_t) - .059 \ln K_{t,j}$$
$$(.695)(.0262) \qquad (.079)$$
$$+ 0.070 \ln K_{t-1,j} + .9 \ln R_{t-1,j} - .45\, D_1$$
$$(.0747) \qquad (.039) \qquad (.25)$$
$$- .11D_2 - .14D_4 - .08\, D_5$$
$$(.20) \quad (.204) \quad (.20)$$

$$R^2 = .99$$

Dans le premier cas, l'élasticité-prix à long-terme est près de l'unité alors que dans la deuxième équation elle est de .76. Les auteurs terminent leur étude en faisant des prévisions jusqu'en 1985 basées sur les prix du baril de pétrole ($8.,$10., $12.) et l'abolition de l'épuisement pour ressources.

Dans cet article, l'offre de pétrole est considérée comme équivalente à l'offre des réserves de pétrole. Il y a une ambiguité à estimer l'offre des réserves, car à mesure qu'il y a production, les réserves prouvées s'épuisent; pour les maintenir à un niveau constant, des découvertes nouvelles (ou un apport technologique suffisant) sont nécessaires, en d'autres termes, l'accroissement des réserves est constitué des découvertes nouvelles moins la production. Les auteurs ont donc mesuré l'élasticité des découvertes marginales de pétrole pour maintenir les réserves prouvées à un niveau constant.

La formule du coût d'usage est faible à deux points de vue : d'une part, il n'est pas juste de considérer les coûts

d'exploration constants pour la période (1950-68) et d'autre part, il aurait fallu intégrer dans cette formule des coûts de développement des réserves, car il ne s'agit pas seulement d'augmenter les réserves de pétrole pour augmenter l'offre de pétrole, il faut aussi développer ces réserves.

En dernier lieu, et c'est là une lacune sérieuse, les auteurs ne tiennent pas compte du gaz naturel et de son prix. Comme nous l'avons déjà souligné, le gaz naturel est un produit joint dans plusieurs cas de découvertes de pétrole. La qualité du travail en est donc diminuée.

Cependant, les auteurs ont innové en définissant le coût d'usage, avec le traitement fiscal spécifique de l'industrie, ce qui apparaît dans la littérature pour la première fois.

Dans sa thèse de doctorat, Epple (1975) procède d'une façon nouvelle pour estimer l'offre des découvertes de pétrole, pour la période 1947-68. L'hypothèse principale de l'auteur est celle-ci :

> "The analysis of the decisions of the firm exploring for oil and natural gas will be facilitated by assuming that there is a well functioning market for oil and natural gas discoveries. When a discovery is made, the firm may exploit the deposit itself, or it may sell the rights to the discovery to another firm. Let P_o and P_g be the after tax price per unit of oil and gas in the ground. These are not wellhead prices but rather the unit values of oil and natural gas in the reservoir prior to the drilling of producing wells. The major inputs in the exploration process are exploratory wells and oil-bearing land." (p. 67)

Cette approche permet d'analyser l'industrie du pétrole et du gaz naturel, au niveau de l'exploration, comme un problème de maximisation d'une fonction de profit par une firme sujet à la contrainte d'une fonction de production sur un marché concurrentiel. Epple estime la fonction de profit comme étant :

$$(1) \quad \pi = P_o Y + P_g G - CF - RL$$

où P_o : Prix du pétrole sous terre,

Y : Quantités de pétrole découvert,

P_g : Prix du gaz naturel sous terre,

G : Quantités de gaz naturel découvert,

C : Coût après taxe par-unité (par pied) de forage,

R : Coût après taxe de la location de "oil-bearing land",

F : Forage creusé,

L : Quantité de "oil-bearing land" utilisée.

La fonction de production est :

$$(2) \quad [a\, Y^d + (1-a)\, G^d]^{1/d} = A_1\, F^m\, L^n\, e^{\gamma_1 W}$$

Le membre de gauche dans (2) semble être de forme CES. Cependant, Epple choisit la forme CET (Constant Elasticity of Transformation) pour éliminer la contrainte dans la CES que "d" soit plus petit que l'unité. La CET contraint "d" à être plus grand que l'unité.

W est une variable qui mesure le progrès technique. L'auteur a choisi d'évaluer cette variable par le creusage cumulé de puits d'exploration.

Quel est le prix d'une découverte? Cette question est certainement la plus difficile à répondre dans le choix d'une telle approche. Epple y répond ainsi :

$$(3) \quad VPN = b_1 e^{ht} (1 - T + Td) (PDxkQ)/(Dx + r)$$

où VPN : Valeur présente nette,

b_1: La proportion des revenus attribuable à l'exploration (mesurée par la proportion des coûts attribuable à l'exploration),

h : Tendance dans le temps de b_1,

T : Taux d'imposition des corporations,

d : Taux de la déduction pour épuisement,

P : Prix à la tête de puits,

D : "Desired decline rate", i.e. la fraction par laquelle la production baisse d'une période à l'autre

K : Proportion du pétrole (30 %) ou du gaz naturel (100 %) recouvrable dans le réservoir,

Q : Quantité totale dans le réservoir,

r : Taux d'intérêt.

x : Quota de production.

S'il n'y a pas de quota de production, x = 1. Rappelons que cette formule donne le prix d'une découverte sur le marché.

Rappelons l'originalité de cette approche. Les travaux précédents ont estimé l'offre de pétrole et de gaz naturel en estimant économétriquement les coefficients de variables indépendantes jugées déterminantes dans l'existence et le développement d'une variable dépendante choisie pour expliquer l'offre de pétrole et de gaz naturel. Mais Epple procède ainsi : il estime les paramètres d'une fonction de production et les conditions de premier ordre pour obtenir un maximum dans le contexte d'une firme maximisant une fonction de profit, et vendant son produit (les découvertes nouvelles) sur un marché concurrentiel, i.e. où les prix et les coûts des facteurs sont donnés. Nous avons donné la fonction de profit et la fonction de production. Après avoir déterminé les conditions de premier ordre, Epple, après quelques manipulations, arrive aux équations suivantes :

$$(a) \quad [(a)Y^{d} + (1-a)G^{d}]^{\frac{1}{d}} = AF^{m+\beta} \left(\frac{C}{m}\right)^{\beta} e^{gW}$$

$$(b) \quad \frac{Y}{G} = \left(\frac{1-a}{a}\right)^{\frac{1}{d-1}} = \left(\frac{P_o}{P_g}\right)^{\frac{1}{d-1}}$$

$$(c) \quad \frac{CF}{P_o Y} = m + m \left(\frac{1-a}{a}\right)\left(\frac{G}{Y}\right)^{d}$$

où

$$g = \gamma_1 + \frac{\gamma_2 n}{(\beta_1+1)},\ \beta = \frac{n\beta_1}{(\beta_1+1)},\ \text{and}\ A = A_1 n^{\beta}$$

L'auteur transforme ces trois équations en logarithmes, trouve les fonctions explicites de Y, G et F et estime les paramètres des équations obtenues par le maximum de vraisemblance avec la "quadratic hill climbing method".

Il obtient les résultats suivants :

$$\text{(a)}\quad \underset{}{\text{Log } Y} = \underset{(1.03)}{2.768} + \underset{(2.74)}{2.869}\ \text{Log } P_o - \underset{(2.90)}{1.678}\ \text{Log } C_I$$

$$-.0685\ \text{Log}\ \left[1. + 8.94 \left(\frac{P_g}{P_o}\right)^{(4.15)}\right] - \underset{(4.48)}{.672}\ W$$

$$\underset{(.53)}{}$$

$$\text{(b)}\quad \text{Log } G = \underset{(.70)}{-.728} + \underset{(2.74)}{2.869}\ \text{Log } P_g - \underset{(2.90)}{1.678}\ \text{Log } C_I$$

$$-.0685\ \text{Log}\ \left[.112 \left(\frac{P_o}{P_g}\right)^{(4.15)} + 1\right] - \underset{(4.48)}{.672}\ W$$

$$\underset{(.53)}{}\qquad \underset{(1.28)}{}$$

$$(c)\quad \text{Log } F = -3.62 - \underset{(4.53)}{2.678}\ \text{Log } C_I + \underset{(5.08)}{.931}\ \text{Log } [.031\ P_o^{4.15}\ \underset{(1.33)}{(4.15)} + \underset{(4.4)}{.279} P_g^{4.15}\ (4.15)] + \underset{(.45)}{.082}\ W$$

Les découvertes de pétrole et/ou de gaz naturel vont augmenter de 2.87 unités de pourcentage pour une augmentation d'une unité de pourcentage du prix (des découvertes) et elles baisseront de 1.678 unité pour une hausse d'une unité des coûts. Le changement annuel moyen de W étant de .1, le coefficient de W signifie que la courbe d'offre des découvertes se déplacait vers la gauche à un rythme de 6.7 % par année.

L'étude de Epple est complète. L'auteur tient compte du coût des inputs, du traitement fiscal de l'industrie, de l'épuisement des découvertes et du fait de la production jointe de l'industrie. Il est difficile de critiquer cette thèse.

1.1.2. La littérature canadienne :

Eglington (1975) a fait une thèse de doctorat sur "The Economics of Industry Petroleum Exploration". Il considère que les réserves recouvrables ont un prix sur le marché. Contrairement à Epple qui estime les paramètres d'une fonction de profit sous contrainte d'une fonction de production, Eglington choisit des variables pertinentes à la dérivation d'une fonction d'offre; l'utilisation

de chacune de ces variables fait l'objet d'une justification très poussée qui constitue l'essence même de la thèse. Il en est de même pour celle de la formule du prix des réserves sur le marché. La reprise de ces justifications serait redondante. Nous retenons du travail d'Eglington la formule du prix des réserves et les fonctions d'offre de pétrole et de gaz naturel. L'auteur divise le produit joint par les intentions d'exploration, l'intention double étant intégrée à l'intention d'exploration de pétrole.

Rappelons que Epple estime le prix des découvertes et Eglington celui des réserves recouvrables, dont la mesure est simplifiée en faisant l'hypothèse que le ratio production sur réserves recouvrables est constant. Eglington se doit d'inclure les coûts de production dans la formule du prix des réserves. Ce prix est le suivant :

$$P_{R,o} = \frac{1}{i.T_o}.(1-e^{-iT_o}).\ (1-\tau).(P_o.(1-C_5)-C_1)-(1-D_1.\tau).C_4$$

$$- \frac{(1-\tau).C_2 + F_1.C_3}{T_o.Q_o} \cdot \frac{e^{-i\Delta_o}}{1-D_2.\tau}$$

où :

Pr,o : Prix anticipé de demande d'un réservoir par l'explorateur

C1 : coût d'opérations, $ par baril

C2 : coût de développement

C3 : coût de l'équipement de surface

C4 : coût de location

C5 : taux de redevance

Δ : délai entre la découverte et la production

i : Taux d'intérêt

To : période de production

Po : prix à la tête de puits

D1,D2: variables "dummy" tenant compte du changement dans les taux de taxation.

Qo : productivité annuelle

F_1 : déductions du capital pour les équipements

τ : taux d'imposition effectif

Le terme Δ ne sert que pour le gaz naturel car pour le pétrole, $\Delta = 0$ pour toute la période. Pour que cette formule soit valable, en plus du ratio production sur réserve constant, deux hypothèses sont nécessaires : "variable costs are constant over the production life of the pool, and that variable inputs are not a decision instrument" (p. 64).

Les équations définissant l'offre des découvertes de pétrole par intention de découvertes de pétrole (ou intention double) et de découvertes de gaz naturel par intention de découvertes de gaz naturel sont :

$$\ln R_{o,o,T} = 26.2 - 4.11\ln P_{X,T} + 2.31\ln P_{R,o,T-1} + 0.01\ln P_{R,G,T-1} + 0.44\ln X_{o,o,T-1} - 0.15\ln X_{G,G,T-1} + 0.87\ln S_{o,o,T} - 0.15\ln S_{G,G,T}$$

$$\ln R_{G,G,T} = 14.9 - 1.61\ln P_{X,T} + 0.41\ln P_{R,o,T-1} + 0.31\ln P_{R,G,T-1} + 0.71\ln X_{o,o,T-1} + 1.01\ln X_{G,G,T-1} - 0.091\ln S_{o,o,T} + 1.11\ln S_{G,G,T}$$

où:

$R_{o,o}$: découvertes de pétrole à t (000 barils)

P_x : coût d'un puits, "any intent".

$P_{R,O}$: prix des réserves recouvrables de pétrole dans le sol

$P_{R,G}$: prix des réserves recouvrables de gaz naturel dans le sol

$X_{o,o}$: taux de succès avec intention d'exploration pour le pétrole (G: gaz naturel)

X_o : taux de forage avec intention pour le pétrole (G: gaz naturel)

$S_{o,o}$: grandeur anticipée du réservoir de pétrole (G; gaz naturel)

avec intention pour le pétrole.

Les données complètes n'étant disponibles qu'à partir de 1952, la période 1952-70 est considérée. Contrairement à Fisher, Eglington considère le taux de succès comme une variable indépendante qui influence les découvertes. L'utilisation

contraditoire de cette variable sera discutée plus loin. Les élasticités obtenues sont à court terme, dans les deux cas. Il estime aussi une équation non-logarithmique qui donne une élasticité-prix des découvertes de pétrole de 1 comparativement à 2.3 pour l'équation en logarithme, la transformation en log est donc, selon l'auteur, une faible approximation de la courbe d'offre.

Uhler (1976) a estimé non l'offre de pétrole spécifiquement mais l'offre des réservoirs de pétrole et gaz naturel par une fonction de production stochastique. Pour cet auteur, le processus de découvertes d'un réservoir dans une région limitée peut être décrit par une Poisson. Comme on peut s'y attendre, l'auteur découvre que le taux de découvertes, à prix constant, augmente initialement, atteint une valeur maximale et puis décline. Uhler élargit son analyse, avec les mêmes procédés, à l'étude des réserves de pétrole dans une région donnée. Il découvre qu'à mesure où la région est exploitée, les coûts d'exploration augmentent. L'auteur distingue les découvertes de pétrole et de gaz naturel par les intentions d'exploration soulignant qu'en dépit du fait qu'une intention d'exploration du gaz naturel peut résulter en une découverte de pétrole, le processus demeure une Poisson.

Les résultats sont obtenus par le maximum de vraisemblance. Les élasticités par rapport à l'effort d'exploration sont de 1.05, 1.18 et 1.1 pour les découvertes de pétrole, de gaz naturel et du

produit joint, respectivement. Cette étude est peu intéressante pour qui s'intéresse à l'offre agrégée de pétrole. L'auteur n'ayant pas tenu compte du prix du pétrole (ou du gaz naturel), l'effort d'exploration est analysé dans le contexte d'un épuisement des découvertes dans une région donnée. Un producteur va augmenter son effort d'exploration avec la perspective d'un prix plus élevé pour son produit plutôt qu'avec la disponibilité des découvertes probables. En second lieu, il est clair que le producteur, à rendement égal, considère toutes les régions potentielles. Si une région éloignée contient des espoirs de rendements supérieurs à une région limithrophe, l'entrepreneur y dirigera son effort d'exploration. Il aurait donc été intéressant que l'étude porte sur le Canada tout entier.

Le même auteur, en 1979, a produit une autre étude "Oil and Gas and finding Costs" sous l'égide du Canadian Energy Research Institute. Dans cette étude, Uhler estime les découvertes de pétrole et de gaz naturel séparément en divisant les inputs par l'intention d'exploration (celle pour le pétrole incluant l'intention double). L'auteur estime que les découvertes sont fonctions de trois inputs (forage, location de terres et équipes géophysiques) et des réserves découvertes cumulées depuis le début de la période. En soulignant le fait que les découvertes de pétrole en Alberta depuis 1947 sont issues de cinq grands réservoirs principaux, Uhler estime que les découvertes suivent le cheminement suivant : "high initial discovery rates followed eventually by a sharp decline leading to quite low discovery

rates". Les inputs sont déterminés par une fonction translogarithmique (avec trois inputs et deux outputs); les réserves découvertes cumulées sont estimées par une fonction exponentielle. La forme totale de l'équation des découvertes devient :

$$\ln Y_o = \ln h(X_o) + \ln (F_i (R_{oi}))$$

où:

Y : taux de décuvertes de pétrole ou de gaz naturel

i : indice indiquant le réservoir

X : vecteur d'inputs

R : réserves cumulées

o,g : indice indiquant le pétrole ou le gaz naturel

Par $\ln h(X_o)$, l'auteur exprime une fonction translogarithmique qui estime la part de chaque input dans la fonction. La fonction F_i est définie comme étant de forme exponentielle. Utilisant la fonction translog, l'auteur s'attarde sur les élasticités de substitution, il obtient une élasticité de -.69 pour le forage, -1.01 pour la location de terre et -1.25 pour les équipes géophysiques. Incluant le prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits, l'auteur trouve les résultats suivants :

$$\ln Y_o = \ln h(X_o) \underset{(.546)}{-1.689} \underset{(.0561)}{-.367\ R_o} \underset{(.505)}{-.552\ \ln p_o}$$

$$\ln Y_g = h(X_g) + \underset{(2.34)}{1.327} + \underset{(.0245)}{.0748\ R_g} - \underset{(.0054)}{.0016 R_g} \underset{(.492)}{-.536\ \ln p_g}$$

Les coefficients des prix sont tous deux non significativement différents de zéro, le prix à la tête de puits (P_o ou P_g) de l'un ou l'autre produit n'influence donc pas la quantité des découvertes nouvelles. Il aurait été surprenant que les prix à la tête de puits soient reliés négativement aux taux de découvertes.

Nous allons maintenant analyser la littérature non-économétrique, dont deux documents provenant de l'Office National de l'Energie (ONE) : L'huile (sic) au Canada, Besoins et Approvisionnements, sept. 1978 et Canadian Natural Gas, Supply and Requirements, feb. 1979. Ces deux études sont basées sur les témoignages, soumissions et interventions de tous les milieux intéressés, et ne sont pas économétriques. Les résultats sont basés sur quatre affirmations :

- une croissance économique de 4.2 % par année
- le prix international réel du baril de pétrole demeure constant au niveau de 1977, i.e. $ 14.90 en dollar canadien 1977,
- parité du prix canadien du pétrole au prix international en 1982 (ce qui supposait une augmentation de deux dollars par année),
- le prix du gaz naturel demeurait à 85 % l'équivalent BTU du prix du pétrole.

Avec le temps, ces hypothèses se sont avérées, celle concernant le prix international du pétrole tout spécialement, irréalistes. Le ministère de l'Energie, des Mines, et des Ressources (EMR) a repris ces prévisions, dans le document "Canadian Oil and Gas Supply - Demand Overview", de novembre 1979. Les nouvelles hypothèses sont :

- le rapport du prix international (F.A.B.) du pétrole sur l'indice des prix de gros américain augmente de 2 % par année,
- parité du prix canadien et du prix international en 1986 ($ 4. d'augmentation annuelle pour 1979-82, $ 5. pour 1982-86),
- prix du gaz naturel reste à 85% l'équivalent (BTU) du prix du pétrole.

C'est ce document qui a servi de base au Programme Energétique National (PEN). Le document s'intéresse surtout à l'aspect demande totale d'énergie au Canada pour 1980-2000. Le charbon, l'électricité et le nucléaire sont donc pris en considération dans l'étude. En tant que telle, l'offre de pétrole et de gaz naturel n'occupe que très peu de place dans les cent pages que compte l'étude. EMR a construit plusieurs scénarios de prix et a évalué l'offre de pétrole et de gaz naturel pour un seul d'entre eux : le prix canadien atteint la parité du prix international à $ 45.25, en 1986. Les résultats sont les suivants :

Balance révisée d'EMR, parité 1986

	Prix	
	PEN	EMR
1978	12.10	12.10
1979	13.25	13.25
1980	15.75	17.25
1981	18.25	21.25
1982	20.25	25.25
1983	22.25	30.25
1984	26.12	35.25
1985	30.60	40.25
1986	37.00	45.25

	Production domestisque (Prix EMR) (T BTU)	
	Pétrole	Gaz naturel
1978	3028	2481
1985	2871	2779
1990	3214	2255
1995	3381	2087

Le tableau est illustré dans la figure 22

En supposant, que la progression demeure, ces chiffres nous indique une élasticité-prix très près de zéro. Les auteurs expliquent, selon leurs propres termes, cette évaluation pessimiste :

COMPARISON OF OIL SUPPLY PROJECTIONS

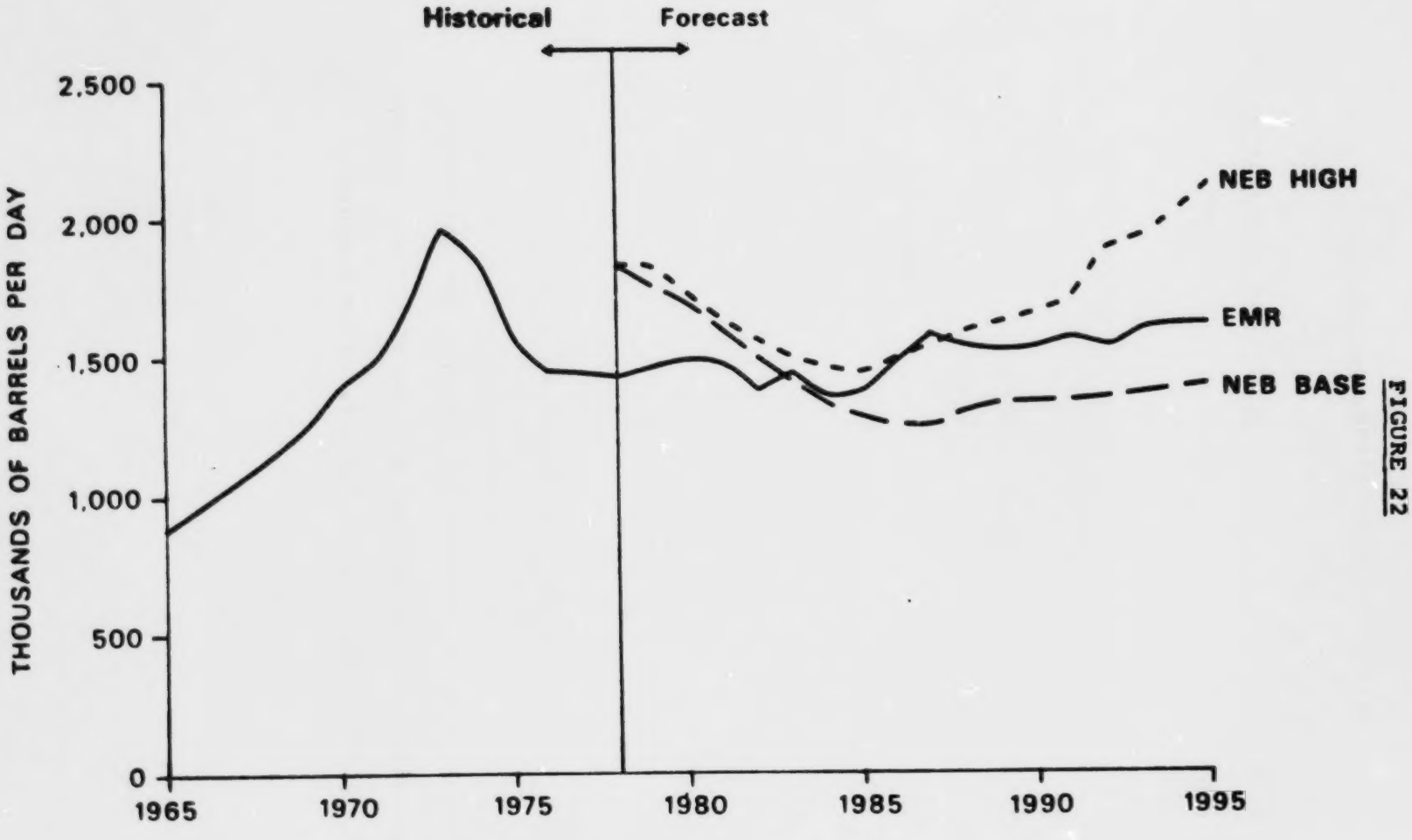


FIGURE 22

Source: NEB, Oil Report, September 1978
EMR, '1986 Parity' Case

"Because there is so little reliable evidence about the magnitude of supply price responses, however, this report takes a cautious approach and includes only probable modifications of known projects together with a modest expansion of heavy oil production and upgrading. This is clearly an area where a range of outcomes is possible depending, in part, on non-economic policy initiatives". (p. 47)

Les auteurs soulignent que les principales contributions à l'augmentation de l'offre de pétrole viendront des projets de développement du pétrole non-classique, tandis que le pétrole classique aura une part décroissante.

Slagorsky (1980) reprend ces conclusions et estime l'offre de cinq types de pétrole pour la période 1980-2000 : le pétrole classique, le pétrole à la frontière, les sables pétrolifères, le brut lourd et la récupération avancée. Il construit dans chaque cas un prix d'offre pour 1980, "that will cover all the expenditures incurred by the producer (i.e. exploration, capital and operating outlays) and also includes a return on investment." (p. 4) Il exclut de ce prix d'offre les taxes, les redevances et les coûts de transport. Il établit un écart dans ces prévisions (de prix et de production) et en faisant la moyenne des deux scénarios détermine la prévision de base. Les écarts sont très grands : le plus petit écart de prix est de $ 6.10 le plus grand de $ 12. le baril; celui-ci est pour la récupération avancée. Il arrive à des écarts très importants pour 1985-2000. Entre 1980-85, la production (000,000b/j) oscille entre 1.4-1.5 pour 1980 et .9-1.7 pour 1985. L'écart le plus grand se trouve en 1990 avec 1.2-3.4, comme le montre la figure 4.

Projections de Slagorsky

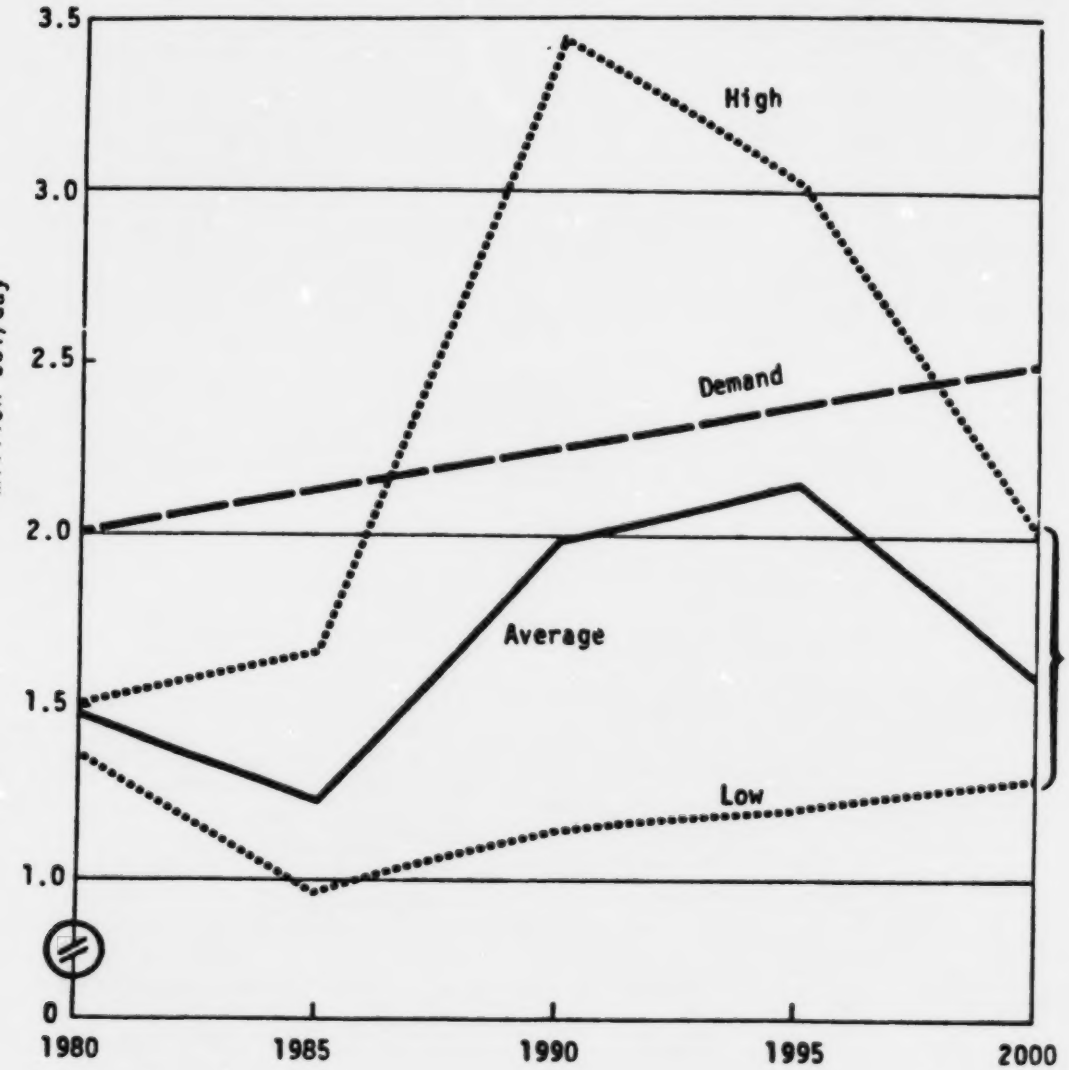


FIGURE 4: Canadian Oil Supply and Demand Projections.

SOURCE: Table 1. Demand projection is adopted from NEB, Gas Export Report, 1979 (the medium demand case, growing at the rate of 1 percent per year).

Ces résultats sont peu intéressants pour plusieurs raisons : la première est l'écart entre l'hypothèse forte et faible : plus les écarts sont considérables dans une étude de ce genre, plus on est sûr des résultats obtenus mais moins ils sont intéressants à mesure que cet écart grandit. La deuxième raison est l'hypothèse sur les prix qui est un peu facile : l'auteur là encore construit un écart de prix pour chaque type de pétrole à partir duquel il évalue l'offre probable : "taxes, royalties, and transportation charges would have to be added to the supply prices in order to compare the cost of oil from various sources at the main consuming areas of Montreal and Toronto" (p. 4). Cette approche est basée sur des scénarios qui estiment le comportement des variables les plus importantes pour prédire l'offre de pétrole. L'auteur ne tient cependant pas compte de la présence du gaz naturel au Canada. Cependant, le fait de diviser le pétrole en cinq types est certes un pas en avant.

Le dernier document analysé dans cette revue de la littérature est le Programme Énergétique National (PEN). En comptant sur l'impact du programme, l'offre future de pétrole et de gaz naturel est estimée dans la section "Incidence du Programme". Pour le pétrole, les résultats sont les suivants :

	1979	1985	1990
		(000 b/j)	
Classique	1388	914	713
Non-classique	102	326	733

Le gouvernement canadien considère que l'addition aux réserves de pétrole conventionnel provenant des territoires provinciaux ne suffira pas à compenser l'épuisement de ces réserves résultant de la production et que la contribution des régions frontalières ne pourra se faire sentir avant 1990 : "La production de gisements établis de pétrole conventionnel dans l'Ouest canadien diminuera sensiblement au cours de la décennie. On s'attend à y découvrir de nouvelles sources de pétrole conventionnel, qui risquent cependant de ne pas être suffisantes pour compenser cette baisse. Les nouvelles méthodes d'extraction telles que la récupération tertiaire apporteront une contribution croissante, mais insuffisante pour enrayer ce déclin. D'importantes usines d'exploitation des sables pétrolifères sont déjà en place, produisant quelque 150 000 barils de pétrole de première qualité par jour, et d'autres sont prévues"(p. 101).

Comme dans le document d'EMR, le programme ne compte donc pas sur les sources conventionnelles de pétrole mais sur le développement du pétrole non-classique : récupération tertiaire et sables pétrolifères. La production de pétrole non-classique s'accroîtra de 700 % en onze ans tandis que le pétrole conventionnel verra sa production baisser de moitié. Après avoir

établi ces faits, le PEN, avec l'aide de divers programmes, tentera d'amener la demande de pétrole égale à l'offre, d'ici dix ans.

1.1.3. Résumé

Fisher a fait la première étude économétrique en 1964 et son modèle a servi jusqu'en 1971. Les améliorations de la théorie, de l'offre de pétrole ont eu lieu en 1975 avec Epple et Eglington qui ont tous deux consacré une thèse de doctorat à ce sujet. A mesure que les études sont récentes, le coût des inputs est intégré dans le modèle (Epple, Eglington et Uhler) et une fonction de production est approximée.

Le manque de données est la première difficulté soulignée chez tous les auteurs. La deuxième est la particularité de la production jointe du pétrole et du gaz naturel. Les auteurs ont tous souligné ce fait et l'ont soit écarté (Eyssel (1973), Erickson, Willsaps et Spann (1971)), soit intégré dans leur modèle. L'offre future des produits est analysée par l'intermédiaire des découvertes nouvelles ou de l'augmentation des réserves.

Certains auteurs tiennent compte du coût des inputs (Epple, Eglington, etc) d'autres de la particularité de la région à explorer, i.e. de son étendue et de ses caractéristiques géologiques (Uhler) tandis que les autres ne font qu'appliquer un modèle de données en série chronologique et/ou en coupe

instantanée. Un seul auteur (Uhler-1979) estime les découvertes pour une période (1947-75) incluant la crise de l'énergie.

On peut voir que la théorie de l'offre de pétrole et de gaz naturel est relativement neuve et qu'aucun modèle économétrique est reconnu par tous comme étant le plus sûr pour estimer les paramètres pertinents à l'analyse de cette industrie, chaque auteur présent son modèle en soulignant les limites inhérentes à son application. C'est dans cette perspective qu'il faut voir le modèle présenté ci-après contribuer à la théorie de l'estimation de l'offre de pétrole et de gaz naturel. Mais auparavant, un très bref survol du contexte canadien est présenté.

1.2 LE CONTEXTE CANADIEN

Avant 1947, le pétrole brut canadien répondait à environ 10 % de la demande intérieure canadienne. Les USA, le Vénézuéla et les pays arabes fournissaient alors respectivement 56 %, 39 % et 5 % des importations totales nécessaires pour répondre à la demande. Après la découverte des immenses réserves de Leduc en 1947, les industriels canadiens se sont vus dans l'obligation de concurrencer les importations s'ils voulaient vendre leur pétrole. Pendant la période 1951-57, à des fins concurrentielles, le prix du brut canadien a été établi en fonction du prix du brut américain à Sarnia. Celui-ci fut donc graduellement remplacé par le brut albertain sur le marché de Toronto et à fortiori sur le marché de l'ouest où les américains devaient encaisser des coûts

de transport importants. Le marché de l'est, lui, continuait à s'approvisionner avec le brut vénézuélien bon marché, via Portland, Maine. En 1956, la crise de Suez éclate et les États-Unis se sentent menacés de perdre la source de leurs approvisionnements. Le gouvernment américain imposa des quotas à l'importation, volontaires en 1957 et obligatoires en 1959, qui avaient un double but : développer une industrie du pétrole américaine forte et de ce fait, compter sur des appprovisionnements sûrs en tout temps. Pendant ces années (1958-60), la crise de Suez se solutionna et en même temps, des découvertes de pétrole très importantes eurent lieu dans la région du Sahara (Libye, Nigéria, Algérie), faisant baisser le prix international du brut.

À cause des quotas, les producteurs américains furent peu touchés par cette baisse, ils pouvaient maintenir un prix intérieur plus élevé que le prix international. Au Canada, les producteurs canadiens, pour ne pas perdre leur marché, furent alors obligés de baisser leurs prix pour faire face à la concurrence du brut importé.

Le brut américain était principalement concentré au Texas, très loin des États du Nort-Ouest; étant dans une situation de surcapacité, les producteurs canadiens voulaient accaparer ce marché, ce qu'ils firent, avec l'accord du gouvernement américain. Cependant "même si les importations canadiennes devaient être priviligiées, elles ne devaient pas prendre une

expansion trop rapide. Ainsi, l'industrie n'avait pas intérêt à fixer le prix du brut canadien bien au-dessous du niveau de prix américains."1 L'épée de Damoclès de la fermeture potentielle du marché américain avait conduit les compagnies canadiennes à vendre leur brut aux prix américains dans les états du Nord-Ouest.

Mais les américains se sont inquiétés de cette situation; les canadiens importaient du brut vénézuélien à l'est et exportaient leur brut de l'ouest dans les états du Nord-Ouest : c'était comme si le brut importé passait par le Canada pour pénétrer le marché américain, ce qui n'était pas le cas, comme nous le verrons plus loin. Le gouvernement américain "sensibilisa" le gouvernment canadien à cette situation : "En permettant les exportations canadiennes au prix américain qui était élevé, les États Unis estimaient que si, à son tour, le Canada ouvrait davantage ses frontières aux importations, les consommateurs et les producteurs canadiens feraient des bénéfices sur le dos des producteurs et des consommateurs américains. K. Dam explique ainsi la situation : "Les Américains trouvaient que le Canada augmentait ses exportations au même rythme qu'il augmentait ses importations de l'étranger, à l'avantage des consommateurs de l'Est canadien, et sans qu'il en coûte quoi que ce soit aux producteurs de l'Ouest. Même si aucun brut n'a effectivement été transbordé, l'effet pour le régime de contingentement américain était le même que si le brut avait été simplement acheminé à travers le Canada."2

---

1 Rapport Bertrand, vol. II, p. 14
2 Idem p. 14-15

En 1961, le gouvernement canadien établit la Politique Pétrolière Nationale qui officialisait une situation de fait : à l'ouest de l'Outaouais, la demande de brut était satisfaite par le brut canadien, à l'est par le brut importé, celui-ci ne pouvait donc pas transiter par le Canada pour pénétrer le marché américain. Comme l'a démontré le rapport Bertrand, cette politique volontaire ne changeait rien pour les compagnies pétrolières car elles avaient toujours fait plus de profit à alimenter l'est par le brut vénézuélien (qu'elles-mêmes importaient) que par le brut canadien et à alimenter l'ouest canadien et Toronto par le brut canadien plutôt que par les importations, les coûts de transport et d'aménagement de pipeline (il n'y avait pas de pipeline arrivant de l'est à Toronto) étant les causes principales de cette situation. Cependant, advenant une baisse abrupte du prix du pétrole international, la situation aurait pu être inversée : les compagnies auraient pu cesser la production canadienne et alimenté tout le Canada et les États-Unis par le brut importé, ce que voulait justement éviter les américains, la Politique Pétrolière Nationale les rassura.

En 1962, il y eut une dévaluation substantielle du dollar canadien par rapport au dollar américain. Le brut canadien était donc susceptible d'intéresser des marchés supplémentaires aux États-Unis. Pour ménager la susceptibilité du gouvernement américain qui risquait, à tout moment, de bloquer les importations canadiennes, les producteurs canadiens ont augmenté le prix ($ Can.) de leur brut. La différence de prix entre l'est et

l'ouest était de quelques cents le gallon, en faveur de l'est. À partir de ce moment, les fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américian et de ce fait la concurrence potentielle des producteurs canadiens sur le marché américain (ou plus rarement des producteurs américains sur le marché de Toronto) ont modifié le prix du brut canadien.

Au début des années soixante-dix, les américains ont atteint le point où la capacité de production ne suffisait plus à la demande. Les exportations canadiennes vers les États-Unis sont passées de 202,718,000 de barils en 1969 à 414,429,000 en 1973. Avec la crise du pétrole cette même année, le gouvernement canadien diminua progressivement les exportations qui ont atteint 36,000,000 de barils en 1981.

CHAPITRE DEUX : L'APPROCHE TRADITIONNELLE

2.1 Les auteurs précédents :

La revue de la littérature nous a présenté les études et articles qui ont traité de l'estimation économétrique de l'offre de PGN (pétrole et gaz naturel). Dans le tableau à la page suivante, on peut voir le traitement des différentes variables qu'ont choisies les auteurs.

A l'exception de Erickson, Millsaps et Spann qui utilisent le concept de réserves et de Fisher qui désagrège les découvertes de pétrole en trois variables endogènes, tous les auteurs utilisent uniquement les découvertes de pétrole et/ou de gaz naturel comme variables endogènes pour estimer l'offre de PGN. Nous ferons de même. Khazoom ajoute les extensions et révisions de gaz naturel à son modèle mais il abandonnera cette autre variable endogène plus loin dans son article. La variable endogène retardée d'une année est présente comme variable exogène chez tous les auteurs sauf Epple et Uhler, de même pour le coût des inputs sauf chez Fisher et Khazoom (Erickson, Millsaps and Spann utilisent le concept de coût d'usage) et pour le prix de marché, sauf chez Eglington et Epple qui utilisent le concept de prix des réserves dans le sol. Deux auteurs seulement utilisent le taux de succès comme variable et ce, d'une façon tout à fait différente. Pour Fisher, il est endogène, pour Eglington, il est exogène. La détermination du taux de succès comme exogène ou endogène est tributaire de la notion d'épuisement de la ressource. Au tout début de

AUTEUR	VARIABLE ENDOGÈNE	VARIABLE EXOGÈNE
sher	1. Nombre de puits nouveaux 2. Taux de succès 3. Grandeur moyenne du réservoir (pétrole)	A) Équipes géophysiques B) Grandeur moyenne du réservoir (gaz naturel) C) Profondeur moyenne D) Prix E) 1,2,3, retardées (-1)
azoom	1. Découvertes (gaz naturel) 2. Extensions et Révisions	A) Prix-plafond du gaz naturel B) Prix du pétrole C) Prix des gaz liquéfiés D) 1,2, retardées (-1)
ickson llsaps et ann	1. Réserves de pétrole	A) Prix B) Coût d'usage C) Variables dummys pour les districts et D) pour les "Texas Shutdown Days" E) 1 retardée (-1)
ple	1. Découverte de pétrole (gaz naturel)	A) Prix du pétrole (gaz) B) Prix des réserves C) Coût D) Technologie (creusage cumulé) E) Changement dans le rapport des prix
	2. Forage creusé	A) Coût B) Prix du pétrole et du gaz naturel C) Technologie (creusage cumulé)
lington	1. Découvertes de pétrole (gaz naturel)	A) Coût des inputs B) Prix des réserves (-1) C) Taux de succès (-1) D) Grandeur anticipée du réservoir
ler	1. Découverte de pétrole (gaz naturel)	A) Réserves cumulées B) Prix C) Vecteur d'inputs

l'exploration d'une région vierge (l'Alberta au début du siècle par exemple), le taux de succès sera fortement corellé avec l'effort d'exploration de l'industrie. Cependant, à mesure que les découvertes se produisent, la ressource s'épuise et le taux de succès tend à baisser en dépit de plus grands efforts de l'industrie consacrés à l'exploration dans cette région. Si on définit le taux de succès comme exogène, on considère cette variable comme une donnée dans la nature sur laquelle l'explorateur n'a pas d'influence; comme endogène, on considère que cette variable peut-être dépendante ou fortement influencée par l'effort d'exploration de l'industrie. On a commencé à parler d'épuisement des ressources ou de la quantité finie des ressources disponibles au début des années 70, sept ou huit années après l'article de Fisher. Cette notion est maintenant très présente chez les économistes des ressources naturelles et fait l'objet de nombreux débats. En dernier lieu, soulignons que Fisher considère le nombre des équipes géophysiques comme exogène. Cette variable n'est pas une donnée mais bien le résultat de la décision de l'industrie d'entreprendre des programmes d'exploration, elle est donc endogène.

En estimant économétriquement l'offre des découvertes de PGN, tous les auteurs se sont heurtés au problème des fortes variations de cette variable. La plupart d'entre eux ont contourné cette difficulté en introduisant la variable endogène retardée comme variable exogène. Comme nous l'avons vu à la page 4, cette technique rend l'interprétation des élasticités (les coefficients

des données en logarithme) difficile. À l'exception de Khazoom qui tente, sans succès, d'estimer les extensions et révisions des découvertes dans son modèle, tous les auteurs estiment l'offre des découvertes de PGN. La production en tant que telle et la récupération avancée sont mises de côté.

2.2 Construction des Equations

Habituellement, lorsque l'on tente d'estimer la courbe d'offre d'un bien, on estime la production de ce bien à différents prix. La particularité du secteur des ressources naturelles est que le bien n'est pas produit mais extrait. Il existe deux catégories de ressources naturelles : celles qui sont renouvelables (ex. forêts, pêches) et celles qui sont non-renouvelables (ex. métaux). On peut subdiviser cette dernière catégorie selon que la ressource est recyclable ou pas. Le pétrole et le gaz naturel sont deux ressources non-renouvelables non-recyclables, leur production (entièrement consommée) est irrémédiablement perdue.

On ne peut pas évaluer la courbe d'offre de PGN en estimant la production de PGN, parce qu'il est très irréaliste de considérer un éventuel ralentissement de la production du PGN canadien provoqué par une décision de l'industrie, encore moins un arrêt complet. Au Canada, la production de l'industrie depuis sa naissance a été rationnée par les gouvernements pour éviter une offre excédentaire et, de ce fait, une chute des prix, à fortiori

depuis 1973. La production ne reflète donc pas l'équilibre entre une fonction d'offre et une fonction de demande.

Dans ce travail, nous estimerons l'offre de découvertes de pétrole et de gaz naturel en Alberta pour la période 1947-79, avec l'aide de deux variables : d'une part, le rendement net qui est exogène et d'autre part, la variable endogène cumulée et retardée d'une année. Nous estimerons donc l'équation suivante :

$$(1) \quad D_t = \alpha_1 + \alpha_2 RN_{t-1} + \alpha_3 DC_{t-1}$$

ou D_t : découvertes appréciées par année de découvertes

RN_t : rendement net

DC_t : découvertes cumulées

Analysons maintenant les composantes de cette équation, en commencant par D_t, i.e. les découvertes.

L'Association Pétrolière Canadienne (APC) publie chaque année les découvertes annuelles sous le titre : "Initial Established Reserves by Year of Discovery" dont la définition est:

> "Those reserves recoverable under current technology and present and anticipated economic conditions, specifically proved by drilling, testing or production, plus that judgement portion of contiguous recoverable reserves that are interpreted to exist, from geological, geophysical or similar information, with reasonable certainty". (Si on exclut la production de ces réserves, il faut changer le terme "Initial" par "Remaining").

C'est une définition importante et nous allons nous y attarder un peu. Prenons un exemple. En 1956, on découvre un réservoir dont la quantité de ressource recouvrable est estimée à 40 unités (000,000 mètres cubes) étant donné un taux de récupération de 25 % (le réservoir a donc 160 unités au total). Supposons qu'en 1958, une meilleure connaissance du réservoir fait qu'une quantité supplémentaire de 8 unités est récupérable. Mais en 1965, on voit que les estimations étaient optimistes, on "baisse" la quantité recouvrable : elle passe de 48 à 43. En comparant les données fournies par l'APC pour 1956, 1958 et 1965 (et en faisant l'hypothèse fantaisiste qu'aucun autre réservoir n'ait été découvert ailleurs cette année-là), trois chiffres seraient apparus au poste des découvertes récupérables pour l'année 1956 (en éliminant les délais de publication) :

	Année de publication du livre de statistiques de l'APC		
	000,000 mètres cubes		
Année de découvertes	1956	1958	1965
1956	40	48	43

N'oublions pas que ces réservoirs sont immenses (de véritables océans disent certains) et que déterminer avec précision la quantité exacte qu'on peut récupérer dans le réservoir est une tâche qui s'étend sur une partie du cycle d'extraction.

L'expression "current technology" est présente pour inclure toute innovation technologique qui améliore le taux de récupération. Les découvertes sont ajustées à chaque année pour inclure le changement. Supposons qu'une innovation technologique en 1968 permet de récupérer 10 unités de plus, on aura,

	1956	1958	1965	1968
1956	40	48	43	53

Pour l'année 1980, et ce pour toute la période 1947-80, la part des découvertes qui revient à la récupération secondaire ou tertiaire est le tiers des découvertes totales. Dû à un manque de données, on ne peut imputer la part de la récupération avancée dans les découvertes pour chaque année, nous devons donc inclure la récupération avancée dans les données sur les découvertes que nous utiliserons et les données sur les découvertes de pétrole excluent donc le pétrole synthétique (sables bitumineux).

Ceci nous amène à la nécessité d'introduire un facteur d'appréciation des découvertes. L'Alberta Energy Resources Conservation Board a analysé ce facteur pour les réservoirs de pétrole et de gaz naturel albertains. Ce facteur varie évidemment d'un réservoir à l'autre, quelque fois il peut même être négatif. Cependant, l'AERCB a tiré un facteur d'appréciation moyen : après vingt ans, 8.09 pour le pétrole,

4.971 pour le gaz naturel. Remarquons que ce facteur augmente à un taux décroissant :

	Année après la découverte	Facteur Pétrole	Facteur Gaz naturel
1979	0	1	1
1978	1	2.48	1.993
1977	2	3.16	2.513
1976	3	3.72	2.822
1975	4	4.20	3.311
1974	5	4.77	3.529
1973	6	5.0	3.758
1972	7	5.79	4.022
1971	8	5.99	4.303
	.	.	.
	.	.	.
	.	.	.
1959	20	8.09	4.971

Pour ce qui est de la période 1947-79, les découvertes entre 1947-59 sont pleinement appréciées. Pour les années 1959-79, il nous faut diviser le facteur d'appréciation total (X) par le facteur d'appréciation annuel (x_t) et multiplier le chiffre obtenu par les découvertes (D_t) pour obtenir les découvertes appréciées (DA_t).

$$\frac{X}{x_t} \cdot D_t = DA_t$$

$$t = 1959, 1960, \ldots, 1979$$

Par exemple, pour l'année 1975, $x_{1975} = 4.20$ et $D_{1975} = 5,000$ m.c. de pétrole, alors :

$$\frac{8.09}{4.20} \times 5,000 = 9631 \text{ m.c. de pétrole.}$$

Qu'en est-il des conditions économiques anticipées ? On devrait s'attendre à ce que la hausse du prix canadien du pétrole favorise un accroissement important des réserves car, comme chacun sait, de nouvelles réserves (et des réservoirs connus) deviennent rentables. L'APC inclut dans sa définition des Réserves les conditions économiques anticipées. Après vérification (en comparant les découvertes annuelles pour les années de publication 1967, 1972 et 1980), cette définition (et les données qui en résultent) est pleinement satisfaisante.

Les variables endogènes à estimer sont donc les découvertes appréciées de pétrole et de gaz naturel. Quelles sont les variables qui influencent ces découvertes? Est-ce que les modèles précédents peuvent rendre compte adéquatement de la situation dans l'industrie du PGN canadien pour la période 1947-79?. Par exemple, est-ce que le prix canadien pourrait être l'unique variable qui influencerait les découvertes? Depuis 1973, le prix canadien a augmenté considérablement tandis que les découvertes de pétrole conventionnel et de gaz naturel ont ralenti, l'aspect géologique de la recherche de nouveaux réservoirs est essentiel, car si la ressource est épuisée, il n'y aura plus de découvertes. Comme chacun sait, cette variable a été ignorée par les premiers

économistes (Fisher, Khazoom). Les études subséquentes l'ont pour la plupart intégrée en introduisant le coût d'une découverte. La fonction de coût est croissante dans l'industrie des ressources naturelles, on fait l'hypothèse que les plus grands réservoirs (ou les moins chers) sont découverts les premiers. Les réservoirs subséquents étant plus petits et/ou moins accessibles, le coût unitaire augmente. Eglington a utilisé dans le même but le taux de succès et principalement la grandeur moyenne du réservoir tandis qu'Uhler s'est servi des réserves cumulées. Toutes ces variables ont en commun de relier la rareté de plus en plus grande de la ressource avec les découvertes.

La rareté grandissante de PGN peut être estimée directement par les découvertes cumulées. Une relation négative entre découvertes cummulées et découvertes au temps t réflètera l'épuisement de la ressource et dans le cas d'une relation positive l'accessibilité de réservoirs importants. Cette variable géologique cristallisera le degré d'épuisement de la ressource. En effet, le processus de découvertes est tributaire du fait que l'on découvre les gros réservoirs en premier et les petits en dernier. Il y a donc un "point de non-retour" dans ce processus où plus on a découvert, moins il en reste à découvrir. Pour le pétrole, on fera l'hypothèse, comme Eglington avec la variable "grandeur moyenne du réservoir" et Uhler avec la variable "réserves cumulées", que les découvertes cumulées de pétrole possèdent un coefficient négatif i.e. qu'une augmentation des découvertes cumulées de pétrole

provoque une baisse des découvertes de pétrole ou que le point de non-retour est franchi. Pour le gaz naturel, un coefficient positif serait cependant acceptable à cause de quantités importantes découvertes jusqu'à tout récemment.

La variable économique que nous utiliserons, plus complète que le prix, est le rendement net dont la formule est :

$$RN = P - C - I - T - R \qquad (2)$$

où RN: rendement net
P: prix de la ressource sur le marché
C: coûts d'opération
I: impôts payés
T: taxes payées
R: redevances payées

Le RN intègre les changements très substantiels de la politique fiscale survenus dans l'industrie du PGN. Le RN est utilisé par l'industrie pour évaluer l'impact de tout changement dans une de ces variables. Toute variation du RN a des effets (retardés dans le cas d'une hausse et immédiats dans le cas d'une baisse) sur la quantité de PGN découverte. Naturellement, nous faisons l'hypothèse que le rendement net a un coefficient positif i.e. qu'une augmentation du rendement net induit une augmentation des découvertes.

Pour tenir compte du fait que le RN est un flux (car il s'étend sur toute la période de production du réservoir), il faudrait le diviser par un facteur d'actualisation. Celui-ci étant une constante, (la recherche de ce facteur précis pour chaque année se

fera dans le cadre d'une autre étude) les résultats obtenus (coefficients, Student, R^2, DW) sont les mêmes, sauf pour le terme constant (α_1). Le RN est donc une "proxy" pour évaluer la valeur des découvertes dans le sol.

Nous avons donc en premier lieu, pour estimer les découvertes de PGN, une variable de nature économique : le rendement net, une "proxy" qui mesure la valeur par unité dans le sol que l'industrie estime, une fois déduits tous les coûts et taxes appropriés. En deuxième lieu, une variable géologique qui détermine le degré d'épuisement de la ressource.

Reprenons l'équation qui estimera les découvertes de PGN à partir des variables exogènes du rendement net (RN) et des découvertes cumulées (CD) :

$$(1) \quad D_t = \alpha_1 + \alpha_2 \, RN_{t-1} + \alpha_3 \, DC_{t-1}$$

L'effet retardé du RN est estimé par un "almon lag" qui contraint l'influence d'une variable à être de forme quadratique ici du second degré, retardée de trois années. On pourrait aussi prendre une seule année (t-1, t-2) pour approximer l'effet retardé.

Une difficulté sérieuse apparait ici : nous avons affaire à un produit joint : dans la grande majorité des réservoirs de pétrole

on trouve du gaz naturel; l'inverse est cependant moins vrai. L'APC fournit les statistiques complètes concernant les découvertes de l'une ou l'autre des ressources, il est donc facile de subdiviser la variable endogène et corollairement la variable endogène retardée "découvertes cumulées", cependant, pour la variable exogène du rendement net il n'existe pas de données désagrégées concernant les redevances, taxes et impôts. Ceux parmi les auteurs qui ont choisi les coûts des inputs comme variable exogène ont eu le même problème et l'ont résolu en pondérant les coûts totaux par la part de chaque ressource dans une variable mesurant l'intention de découvertes (généralement le nombre de puits creusés).

L'APC fournit des données concernant les revenus provenant de la vente des deux ressources. À cette étape du travail, notre hypothèse, plutôt mécanique, sera que la part de chaque produit dans les revenus totaux égale la part du dit produit dans les coûts totaux (i.e., redevances, coûts d'opération, taxes, etc.). L'équation (1) est donc subdivisée en deux :

$$1' \quad DGN_t = \alpha_1 + \alpha_2 \, RNG_{t-1} \, \alpha_3 \, DCG$$

où RNG = P_G - δCT, δ étant la part des revenus totaux provenant de la vente de gaz naturel et CT les coûts totaux.

1'' $DP_t = \alpha_1 + \alpha_2 RNP_{t-1} + \alpha_3 DCP_{t-1}$

où RNP = P_p - (1-δ)CT

2.3 DONNÉES, ESTIMATIONS ET RÉSULTATS

Les variables endogènes à estimer sont les découvertes de pétrole et/ou de gaz naturel pour la période 1947-79, au Canada. Les variables exogènes sont les découvertes cumulées et le RN pour chaque ressource.

À l'exception des impôts payés qui proviennent du catalogue 61-208 de Statistique-Canada, le manuel de statistiques de l'APC de 1980 a fourni toutes les données pertinentes à notre analyse, le niveau d'aggrégation des variables constituant le RN étant un problème que nous avons résolu en supposant, répétons-le, que la part des ventes d'une ressource dans les ventes totales (des deux ressources) égale sa part des coûts impliqués dans sa production.

La méthode d'estimation choisie fut les moindres carrés ordinaires. Toutes les données ont été transformées en logarithmes, les résultats sont les suivants, avec les Students :

$$(1') \quad \ln DGN_t = 5.07 - .83 \ln RNG_{t-1} - .017 \ln DCGN_{t-1}$$
$$(6.27)(-1.73) \qquad (-.11)$$
$$R^2 = .18 \quad DW = .78$$

$$(1'') \quad \ln DP_t = -23.7 + 6.24 \ln RNP_{t-1} + 1.53 \ln DCP_{t-1}$$
$$(-3.11) \quad (4.57) \qquad (2.62)$$
$$R^2 = .61 \quad DW = .77$$

L'équation pour le gaz naturel est très décevante pour plusieurs raisons : les R^2 et DW sont très faibles, le coefficient des découvertes cumulées est non-significatif et le coefficient du rendement net a un signe contraire à nos anticipations.

Les résultats pour le pétrole sont plus encourageants. À l'exception d'un DW très faible, toutes les autres statistiques semblent valables : les coefficients sont significatifs et le R^2 est élevé. Une augmentation d'une unité de pourcentage du rendement net pour le pétrole donne une augmentation de 6.24 unités de pourcentage des découvertes de pétrole. Cependant, le coefficient des découvertes cumulées est contraire à nos anticipations. À vrai dire, un coefficient positif plus grand que l'unité nous indique que les découvertes de pétrole se produisent à un taux croissant.

Enfin, le coefficient du rendement net s'avère être plus du double du plus élevé des coefficients équivalents (élasticité-prix de 2.85 par Fisher) rencontrés dans la littérature.

À cause des doutes sérieux sur la validité de tels résultats, nous avons effectué d'autres recherches et à cet égard nous avons fait plusieurs tentatives infructueuses : intégrer les prix et les coûts comme variables exogènes, prendre le rendement net retardé d'une seule année (et non un almon lag); soit que les coefficients n'étaient pas significatifs ou de mauvais signe, soit que les R^2 ou les DW étaient trop faibles.

Il est donc possible que l'hypothèse sur la division des coûts entre le pétrole et le gaz naturel soit inexacte.

Étant donnée que le pétrole et le gaz naturel sont des produits joints pour ce qui est des découvertes, nous allons maintenant suivre une approche aggrégée. Cependant, nous devons faire l'hypothèse qu'il y a parfaite substituabilité entre les deux types de découvertes i.e. que les explorateurs sont indifférents à découvrir du pétrole ou du gaz naturel. Cette hypothèse est de plus en plus fondée à mesure que les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont pris de l'importance, à partir des années soixantes jusqu'aux années soixante-dix.

Ce regroupement nécessite un nouveau concept, largement utilisé pour estimer la demande future d'énergie: la pétajoule

(10^{15} joules) le rendement net est obtenu à partir de la même formule, cette fois sans avoir à désagréger les données. Les résultats sont les suivants :

$$(1)\quad \ln DT_t = -1.72 + 1.98 \ln RNT_{t-1} + .26 \ln DCT_{t-1}$$
$$(-1.19)\ (7.30)\qquad (2.27)$$
$$R^2 = .75 \quad DW = 1.25$$

On note une nette amélioration sur les résultats précédents. À l'exception du terme constant, les coefficients sont significatifs : une augmentation d'une unité de pourcentage du rendement net induit une augmentation de près de deux unités de pourcentage des découvertes. Le signe positif du coefficient des découvertes cumulées nous indique que les ressources ne semblent pas épuisées en ce sens qu'une augmentation des découvertes cumulées n'induit pas une baisse des découvertes.

La seule ombre au tableau est la faiblesse du DW qui nous indique par là qu'il manque une ou plusieurs variables dans la spécification des découvertes; rappelons que nous avons une variable géologique, les découvertes cumulées et une variable économique, le rendement net. En nous référant aux autres auteurs, on voit qu'ils ont presque tous (sauf Fisher et Khazoom) inclus une variable "input". Cette dimension est absente de notre approche. En incluant la variable effort d'exploration (avec un almon lag) mesurée en mètres creusées, on obtient :

$$\ln DT_t \; -2.76 + 2.04 \ln RNT_{t-1} + .26 \ln DCT_{t-1}$$
$$(-1.72)\ (7.01) \qquad\qquad (.86)$$
$$- .12 \ln X$$
$$(.37)$$

$$R^2 = .75 \qquad DW = 1.33$$

où X = mètres creusés en exploration.

Les R^2 et DW sont améliorés. Cependant le coefficient de l'effort d'exploration est non-significatif et le coefficent des découvertes cumulées devient non-significatif. L'introduction de la variable de l'effort d'exploration n'a pas amélioré les résultats.

Nous devons donc remettre en question la théorie que nous avons choisie et orienter nos recherches dans un autre sens.

CHAPITRE TROIS : UNE APPROCHE NOUVELLE

3.1 Introduction

Comme chacun sait, la courbe d'offre d'une entreprise est sa courbe de coût marginal. Étant donné que la courbe d'offre globale d'un bien est la somme horizontale des courbes d'offre individuelle des entreprises, au niveau agrégé, elle est donc la courbe de coût marginal global.

A défaut de pouvoir estimer la courbe d'offre des découvertes de pétrole et de gaz naturel par le moyen utilisé dans le chapitre précédent, nous l'estimerons dans le chapitre qui suit par le biais de la courbe de coût marginal. M. MacFayen a posé les bases de cette théorie, ce que nous avons découvert plus tard. L'utilisation des découvertes cumulées comme variable exogène semble cependant nouveau.

La première question venant à l'esprit est évidemment quels coûts entrent dans la "production" d'une découverte de PGN? Parce que notre intérêt se porte sur les découvertes de PGN et non sur son extraction, tous les coûts impliqués pour sa découverte devront être pris en considération. Passons maintenant à une définition plus complète de ces coûts, de l'exposé de la théorie sous-jacente à l'estimation de la courbe de coût marginal et du choix des variables et des résultats obtenus[1].

---

1. Je me dois de souligner l'aide de Messieurs Tom Schweitzer et Neil Swan pour ce dernier chapitre.

3.2 La courbe de coût marginal

3.2.1 La théorie

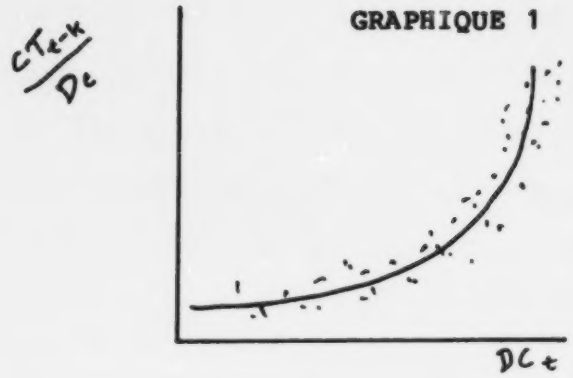
Dans ce chapitre, nous allons tourner notre attention sur les dépenses d'exploration et de développement que nous avons volontairement négligées jusqu'à maintenant. Comme nous l'avons souligné dans la section précédente, ces dépenses ont beaucoup augmenté ces dernières années. Nous appellerons "coûts totaux" les dépenses d'exploration et de développement faites par l'industrie en Alberta. La distinction entre dépenses d'exploration et de développement est la suivante : les dépenses d'exploration sont attribuées aux coûts impliqués pour qu'une découverte se produise. Une fois découvert, le réservoir fait l'objet de creusage de puits supplémentaires, d'analyse et d'une foule de tests scientifiques qui ont pour but de découvrir la quantité et la qualité de la ressource et de ses composants, ce sont les dépenses de développement qui sont inclues dans les coûts car, rappelons-le, les découvertes sont appréciées par le biais des dépenses de développement. Celles-ci surviennent immédiatement après la découverte du réservoir (deux ou trois années) pour connaître la quantité exacte de la ressource dans le réservoir. En supposant que le 1/3 de ces dépenses sont assignées pour chaque année sur une période de trois ans, leur addition ($.33\ C_t + .33\ C_{t+1} + .33\ C_{t+2}$ pour l'année t) est assez semblable au fait de ne pas considérer ce genre de dispersion, ce que nous

faisons ici. Nous appellerons "découvertes" les découvertes de pétrole additionnées des découvertes de gaz naturel selon un équivalent que nous avons déjà utilisé, la pétajoule. Toutes ces données sont disponibles pour la période 1947-1981. Il a évidemment fallu refaire les données sur les découvertes avec les taux d'appréciation ajustés pour toutes les années pour inclure les années 1980, 1981.

La variable coût qui nous intéresse doit rendre compte de la rareté de plus en plus grande des ressources : il nous faut donc le coût à l'unité i.e. diviser le coût total pour chaque année par les découvertes effectuées cette même année ou les années suivantes pour tenir compte du fait, comme dans le cas du rendement net dans la section précédente, qu'un programme d'exploration ne donne pas nécessairement des résultats immédiats.

En posant sur un graphique les coûts totaux divisés par les découvertes annuelles (ci-après CT_{t-k}/D_t) et les découvertes, on n'obtient qu'une foule de points éparpillés. Pour obtenir une courbe estimable économétriquement, il nous faut prendre la variable découvertes cumulées (ci-après appelée DC_t) que nous connaissons déjà. Celle-ci formant l'axe des "x", cela implique idéalement un déplacement vers la droite pour chaque point par rapport au précédent, comme dans le graphique 1 ci-dessous

GRAPHIQUE 1



Est-ce une courbe de coût marginal? Oui c'est une courbe moyenne ("average path") de coût marginal de découvertes par pétajoules, car elle est la jonction des coûts moyens annuels pour toute la période. On sait que l'industrie des ressources naturelles fait face à une courbe de coût marginal croissant surtout lorsqu'il s'agit d'une région spécifique, comme l'Alberta, comme l'a démontré Uhler (1976). L'industrie du pétrole et du gaz naturel n'échappe pas à la règle, on peut donc présumer que la courbe de coût marginal de l'industrie est telle que démontrée dans le graphique 1.

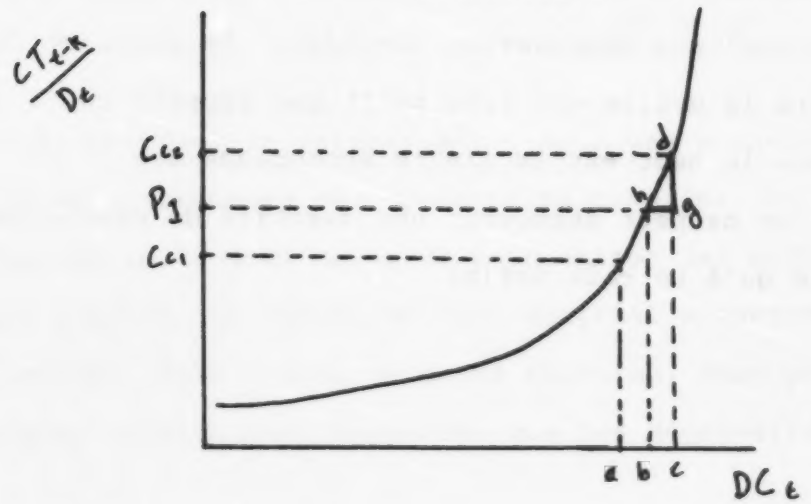
Si on parvient à estimer cette courbe, beaucoup d'information pourront être tirées des résultats. Par exemple, à quel coût seront découverts les prochains réservoirs? On pourra même, à la limite, approximer la quantité de découvertes "rentables" pour le Canada, compte tenu d'un prix international donné. En effet, on pourra procéder à des découvertes jusqu'à ce que le coût marginal d'une unité de découverte égale le prix international du pétrole et ne pas allouer des ressources à obtenir un bien dont le coût est plus élevé. Pour qu'une telle approche soit valable, il

faut exclure les coûts qui ne représentent qu'un transfert. Les droits d'acquisition de terres pour forage sont de ceux-là, car ne représentant pas la consommation d'inputs par l'entrepreneur, ils sont donc exclus. De plus, pour être plus précis, il faudra additionner au coût marginal les frais de transport de la ressource et les coûts d'opération (ou les soustraire du prix), et faire des découvertes jusqu'à ce que

$$(1) \quad \frac{CT_{t-k}}{D_t} + CTO_t = P_e$$

où, CTO sont les coûts de transport et d'opérations, P_e est le prix pondéré de pétrole et de gaz naturel dans l'ouest du Canada, pondéré en BTU i.e. la quantité de dollars qu'on peut obtenir pour découvrir et développer un mètre cube de pétrole ou mille mètres cubes de gaz naturel. Cette quantité de découvertes "économiques" est illustrée dans le graphique 2 :

GRAPHIQUE 2



Supposons que le coût de découverte (incluant CTO) C_c est à C_{c1} et le prix international à P_I, il est avantageux pour le Canada de découvrir la quantité ab i.e. jusqu'à ce que $C_c = P_I$. À ce point, le Canada peut acheter une quantité presqu'illimitée sur le marché international (en supposant que sa part du marché est trop faible pour influencer p_I). Soulignons que si, à cause d'une politique d'autosuffisance par exemple, l'exploration continuait et que l'on se retrouverait à C_{c2}, on découvrirait bc, une telle politique aurait un coût qui serait représenté sous forme géométrique par le triange dhg et sous forme mathématique par l'expression

$$\int_d^c F(DC)\, d\,DC - P_I\,(c-b)$$

où F(DC) est l'équation de la courbe

Une autre information utile que l'on peut tirer de l'estimation de la courbe du graphique 1 est que, celle-ci étant non-linéaire (les coûts augmentent à un taux croissant), on pourra estimer une limite "économique" aux découvertes cumulées. Le point où le déplacement vers la droite est très petit par rapport au déplacement vers le haut est la limite économique des découvertes : on ne peut découvrir une quantité de ressources supplémentaires qu'à un coût infini.

L'équation à estimer est donc

$$(2) \quad \frac{CT_{t-k}}{D_t} = F(DC_t)$$

où CT = dépense d'exploration et de développement moins les droits d'acquisition de terre

DC = découvertes appréciées cumulées

3.2.2 Les résultats :

Nous avons testé (2) avec une spécification dans laquelle les logarithmes des variables étaient utilisés. Toutes les combinaisons de k = 0,1,2,3 et n = 1,2,3,4 ont été tentées. L'équation suivante a obtenu les meilleures statistiques (R^2, DW, Student).

$$(3) \quad \ln (CT_{t-3}/ D_t) = -10.21 + 1.43 \ln DCT_t$$
$$(-7.32) \quad (8.07)$$
$$R^2 = .67 \quad DW = 1.98$$

C'est un résultat intéressant : pour une augmentation d'une unité de pourcentage des découvertes cumulées, on obtient une augmentation de 1.43 unité de pourcentage des coûts (retardées de trois années); la courbe de coût marginal augmente donc à taux croissant. Avec l'aide de cette équation, nous pouvons procéder à quelques simulations, rappelons que les découvertes sont en

pétajoule ou l'équivalent d'un mètre cube de pétrole ou mille mètres cubes de gaz naturel.

Pour connaître le coût de découverte en 1981 qui donne une découverte en 1984, il suffit de placer dans l'équation la donnée des découvertes cumulées réelles, dans ce cas-ci 4671 pétajoules et de résoudre l'équation pour ln (CT_{t-3}/D_t).

$$(3) \quad \ln (CT_{t-3)}/D_t) = -10.21 + 1.43 \ln (4671)$$

$$CT_{t-3}/D_t = \$6.50$$

Il en coûterait donc aujourd'hui $6.50 (ou $6.50 x [CPI = 2.6254] $17.07 en dollars 1982) pour mille mètres cubes de gaz naturel en 1984. Nous allons maintenant estimer les découvertes à un prix ou un rendement net précis. En faisant l'hypothèse que la pétajoule recherchée est du pétrole, nous estimerons donc la quantité découverte de pétajoules en estimant le coût de découverte égal au prix du pétrole nouveau à la tête de puits ($260/m.c. ou $99.03/m.c. en dollars 1971). Si on prend un rendement net de 50 % (incluant les coûts de transport et d'opération) on arrive à $49.52. En admettant que l'industrie consacre tous ses revenus aux dépenses d'exploration et de développement, on obtiendrait

$$(3) \quad \ln (49.52) = -10.21 + 1.43 \ln DCT_t$$

$$DCT_t = 19,318 \text{ pétajoules.}$$

Selon notre équation, on n'aurait donc découvert que le quart (4671/19,318) des ressources albertaines, à ce jour, ce qui est surprenant. Lorsque l'on analyse les données réelles, on voit que les années où se produisent les dépenses d'exploration et de développement les plus élevées sont exlues (1981 = t; 1980 = t-1; 1979 = t-2) étant donné qu'elles induisent des statistiques moins valables (R^2 et DW). D'autre part, nous avons testé l'équation avec le prix du pétrole nouveau, celui qui est le plus élevé des deux ressources.

Répétons-le, ces résultats nous semblent surprenants car ils impliquent que des découvertes se produiront dans un avenir très rapproché et que celles-ci seront très importantes.

Étant donné que ce résultat est la "synthèse" des deux ressources (pétrole et gaz naturel) on doit conclure que, d'après les résultats de l'équation, il reste beaucoup de pétrole et/ou de gaz naturel en Alberta. On ne peut savoir si une ressource est plus abondante qu'une autre et si oui, laquelle.

Nous allons maintenant estimer la même équation mais avec une approche désagrégée.

3.3 La courbe désagrégée

3.3.1 L'intention de découverte

Quelle part des coûts d'exploration et de développement doit être assignée au pétrole et au gaz naturel? Nous avons déjà tenté de diviser ces coûts par la part des revenus de chaque ressource dans les revenus totaux et les résultats obtenus étaient insatisfaisants.

Comme la plupart des auteurs, nous allons utiliser l'intention de découvertes pour assigner les coûts au pétrole et au gaz naturel. La source unique de telles données au Canada est la thèse de doctorat de M.P. Eglington. Cependant, sa série se termine en 1970. Il faut donc estimer les intentions pour la période 1970-81. Nous l'estimerons en posant le taux de succès (i.e. le nombre de puits avec intention de pétrole sur le nombre de puits avec découvertes de pétrole) constant. Nous procéderons de la façon suivante :

	Puits creusés totaux	Puits creusés pour le pétrole (nombre de puits)	Puits creusés avec découverte de pétrole
1947	T_{47}	X_{47}	Y_{47}
1948	T_{48}	X_{48}	Y_{48}
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
1970	T_{70}	X_{70}	Y_{70}
1971	T_{71}	n.d.	Y_{71}
1972	T_{72}	n.d.	Y_{72}
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
1980	T_{80}	n.d.	Y_{80}
1981	T_{81}	n.d.	Y_{81}

n.d. = non-disponible

Soit i = 1947, 1948, ... 1970
j = 1971, 1972, ... 1981

on a $\frac{\Sigma\ Yi}{\Sigma\ Xi} = .211$ par Eglington (1975)

on cherche X_j, et on connaît Y_j. On obtient X_j en posant

$$X_j = Y_j/.211$$

On a alors X_j et on peut trouver G_j avec

$$T_j - X_j = G_j$$

où G = puits creusés pour le gaz naturel.

Cet exercice est valable en faisant deux hypothèses très importantes : d'une part, creuser un puits pour le pétrole ou pour le gaz naturel coûte le même montant et d'autre part, les puits secs sont répartis entre les deux ressources dans la même proportion que les puits avec succès. On a ignoré la possibilité

d'estimer X_j en régressant X sur Y pour la période 1947-70.

3.3.2 La désagrégation du polynôme

Nous voulons toujours estimer la courbe de coût marginal désagrégée. Celle-ci est définie, répétons-le, par les dépenses d'exploration et de développement annuelles désaggrégées par intention de découverte, divisées par les découvertes annuelles de l'une ou l'autre ressource. Rappelons les équations à estimer :

(4) $CP_{t-k}/DP_t = F(DCP)$

(5) $CG_{t-k}/DG_t = F(DCG)$

où CP_{t-k} et CG_{t-k} sont respectivement les coûts associés au pétrole et au gaz naturel

Ces équations sont issues de l'équation aggrégée du début du chapitre :

(2) $CT_{t-k}/D_t = F(DC)$

À l'exception du fait que les équations sont désagrégées, il s'agit du même exercice qu'au début du présent chapitre.

3.3.3 Les résultats :

Les résultats apparaissent tous en logarithmes :

$$(6)\quad \ln (CP_{t-3}/DP_t) = -14.6 + 2.29 \ln DCP_t$$
$$(-5.65)(6.41)$$
$$R^2 = .56 \qquad DW = 1.44$$

$$(7)\quad \ln (CG_t /DG_t) = -3.52 + .63 \ln DCG_t$$
$$(-4.09)(5.08)$$
$$R^2 = .42 \qquad DW = 1.59$$

Les coefficients sont de signe approprié et significatif. Les R^2 et DW sont satisfaisants sauf peut-être le R^2 pour l'équation du gaz naturel. L'information la plus intéressante à tirer de ces résultats est que les coûts pour le pétrole augmentent à un rythme croissant, contrairement au gaz naturel.

En plaçant la donnée réelle des découvertes cumulées de 1981 dans les deux équations, on obtient le coût actuel de découverte et de développement pour chaque ressource :

Pétrole	Gaz naturel
(6) $\ln x = -14.6 + 2.29 \ln(2067)$	(7) $\ln y = -3.52 + .63 \ln(2604)$
x = \$17.84/m.c.	y = \$4.20/m.c.
ou \$46.84 dollars 1982	ou \$11.02 dollars 1982

On peut faire une autre estimation. En effet, en égalant le coût au rendement net "raisonnable" que recevrait l'industrie, à savoir environ 50 % du canadien prix de la ressource, on arrive aux résultats suivants :

(Prix 1982 ÷ IPC) x rendement net

Pétrole : ($260. ÷ 2.6254) x .5 = 49.52 en dollars 1971

Gaz naturel : ($169. ÷ 2.6254) x .5 = 32.19 en dollars 1971

En intégrant ces coûts dans les équations respectives, on pourra obtenir les découvertes cumulées ultimes :

$$\ln (49.52) = -14.6 + 2.29 \ln DCP$$

DCP = 3228 millions de mètres cubes de pétrole

$$\ln (32.19) = -3.52 + .63 \ln DCG$$

DCG = 66,030 milliards de mètres cubes de gaz naturel

Les découvertes cumulées de pétrole en 1981 étant de 2067 millions de mètres cubes, il nous resterait à découvrir en Alberta d'après le modèle environ le tiers des ressources totales en pétrole ou 1161 millions de mètres cubes. Quant au gaz naturel, la présence d'un coefficient plus petit que l'unité fait que les résultats obtenus sont démesurés et difficiles à accepter.

Le tableau à la page suivante nous permet de suivre la progression réelle des coûts de découverte et de développement

TABLEAU 1 : Croissance des coûts de découvertes et de développement en Alberta, par tranches de dépenses de $ 1.5 milliard

PÉTROLE

	COÛTS CUMULÉS ($000,000) $71	COÛTS ($000,000) $71	DÉC. ($000,000 m.c.) mètre cube	Coût/m.c. ($/m.c.)
1947-56	1580	1580	1374	$1.15
1957-62	2989	1409	502	$2.81
1963-67	4364	1375	320	$4.30
1968-73	5885	1521	80	$19.01
1974-78	7600	1715	92	$18.64
1979	8637	1037	38	$27.29
1980	10167	1530	10	$153.00
1981	11697	1530	49	$31.22

GAZ NATUREL

1947-65	1548	1548	1509	$1.03
1966-73	3222	1674	411	$4.07
1974-76	4560	1338	278	$4.81
1977-79	6120	1560	281	$5.55
1980-81	6977	857	125	$6.86

Source Compilation de l'auteur, à partir du livre de statistiques de l'APC, 1982

pour les deux ressources. On y a regroupé les dépenses en montant approximativement égaux de 1.5 milliard de dollars, la rareté de la ressource se manifestant par des découvertes moins importantes à mesure que ces dépenses sont effectuées. On y voit que pour le

pétrole, pour un montant de dépenses constant, des découvertes se produisent à un rythme déclinant nettement plus rapidement que pour le gaz naturel, ce qui est corroboré par les résultats de l'équation.

Comparons maintenant ces résultats pour les découvertes de pétrole avec ceux de l'Office National de l'Énergie (ONE) dans son document "L'Énergie au Canada" de juin 1981. L'ONE fait la distinction entre brut léger et brut lourd, nous devrons additionner ces résultats pour obtenir la prévision des découvertes nouvelles totales jusqu'à l'an 2000. Les prévisions sont les suivantes :

Prévisions de l'ONE	Découvertes (10^6m.c.)		
	Léger	Lourd	Total
Base ($ 189. m.c.)	225	80	305
Base modifiée ($ 239. m.c.)	225	80	305
Forte ($ 300. m.c.)	400	125	525

Pour établir une comparaison valable, nous devons obtenir le rendement net attaché à chacune de ces prévisions, les convertir en $ 1971, et les insérer à la place de "x" dans l'équation $\ln x = -14.6 + 2.29 \ln DCT_t$. En résolvant l'équation, nous obtiendrons les découvertes cumulées de pétrole dont nous devrons soustraire les découvertes cumulées actuelles, le résultat obtenu sera les découvertes nouvelles futures.

Pour la prévision de base, l'ONE a choisi un prix de $ 189. m.c., avec le PEN inchangé. Dans le PEN, le rendement net, (soustrayant du prix les redevances, les coûts d'opération et les taxes mais avant impôt), est d'environ 40 % entre 1980-90. Nous prendrons un intervalle de confiance 35 %, 45 %. En dollars 1971, les rendements nets sont $ 25.20 et $ 32.40 ce qui, insérés dans l'équation, donne un intervalle de 2403, 2682 pour les découvertes cumulées. Ces résultats apparaissent dans le tableau suivant :

P	(P+CPI).35, .45	Découvertes cumulées de pétrole	Découvertes nouvelles futures de pétrole
$ 189.	25.20, 32.40	2403, 2682	336, 615
$ 239.	31.86, 40.97	2663, 2972	576, 905
$ 300.	39.99, 51.42	2940, 3282	873, 1215

En comparant les résultats du modèle avec ceux de l'ONE, ceux-ci semblent conservateurs : nos résultats sont environ le double de ceux de l'ONE, nous sommes donc plus optimistes que l'Office National de l'Énergie sur les quantités de découvertes de pétrole encore disponibles dans le sous-sol de l'Alberta. Il est probable que cet écart soit dû au fait que l'ONE ne semble pas tenir compte de l'élasticité-prix des découvertes parce que l'office semble privilégier une approche centrée sur la géologie et non sur l'économique du processus de découverte. Cependant, parce l'ajustement ("fit") de l'équation est un peu faible, on ne peut prétendre que l'ONE soit entièrement dans l'erreur et qu'il existe très précisément la quantité de pétrole que nous avons estimée, ce serait là, tomber dans l'excès contraire. Mais d'un autre côté,

il semble bien que les estimations de l'ONE soient conservatrices, eu égard à l'augmentation des prix du pétrole.

Quant au gaz naturel, le point de non-retour de la croissance accélérée des coûts n'ayant pas été franchi (une élasticité-coût de plus de l'unité) tout ce que l'on peut affirmer c'est qu'il existe des quantités énormes de gaz naturel qui sont toujours disponibles en Alberta, à des coûts très bas.

RÉSUMÉ ET CONCLUSION

La revue de la littérature nous a permis d'établir une liste de variables qui déterminent la courbe d'offre de PGN albertains. Les variables considérées étant le rendement net, une variable économique et les découvertes cumulées, une variable géologique. Les résultats des estimations économétriques furent décevants. Pour expliquer l'offre agrégée de PGN, une nouvelle approche, basée sur l'estimation de la courbe de coût marginal incluant les dépenses d'exploration et de développement a été tentée avec une équation logarithmique. Les résultats étant considérés comme non concluants, la désagrégation des coûts par intention de découverte fut tentée, tout en conservant l'estimation logarithmique.

Ces derniers résultats étaient assez satisfaisants. Ils nous ont indiqué que, d'après le modèle, la quantité de gaz naturel qui restait à découvrir en Alberta était importante mais difficilement estimable économétriquement. Quant au pétrole, retenons deux faits importants : d'une part, les coûts augmente à un rythme croissant (coefficient de 2.29 > 1), d'autre part, toujours d'après le modèle, la quantité disponible dans le sous-sol de l'Alberta semble être environ 1161 millions de mètres cubes, ce qui est plus optimiste que les résultats obtenus par l'Office National de l'Énergie.

Parce que la qualité de l'ajustement ("fit") de l'équation est un peu faible, il ne faudrait pas prendre les résultats au pied de

la lettre, différents modèles vont donner différents résultats. Ce que le modèle suggère c'est qu'à un prix donné, il existe une certaine quantité de PGN disponible en Alberta; en déterminer la quantité exacte est un projet trop ambitieux pour un travail unique.

Annexe 1

	Découvertes appréciées (publication 1979)			Rendements nets $1971		
	Pétrole (000,000 mètres cubes)	Gaz Naturel (000,000,000 mètres cubes)	Total pétajoule (10^{15}BTU)	Pétrole ($/m.c.)	Gaz Naturel ($/000 m.c.)	Total ($/$10^6$BTU)
1947	60	47	107	25.46	2.99	14.22
1948	143	18	161	23.52	1.38	12.45
1949	65	35	100	22.00	1.73	13.89
1950	68	38	106	23.42	1.73	16.19
1951	73	27	100	17.51	1.58	13.97
1952	145	205	350	15.91	2.04	12.45
1953	293	138	431	16.68	2.42	13.83
1954	58	93	151	17.09	2.09	13.76
1955	30	37	67	16.04	2.63	13.60
1956	32	118	150	16.07	2.28	13.60
1957	241	103	344	16.46	2.35	13.43
1958	47	116	163	14.30	2.25	10.59
1959	242	160	402	13.91	2.37	10.33
1960	10	50	60	12.67	2.16	8.85
1961	13	160	173	12.74	2.85	9.03
1962	35	76	111	11.87	2.85	7.74
1963	34	28	62	12.03	2.96	7.67
1964	74	25	99	12.42	3.11	7.76
1965	112	44	156	12.50	3.04	7.61
1966	72	16	88	12.04	3.10	7.57
1967	44	76	120	10.42	2.82	6.72
1968	32	24	56	10.36	2.74	6.55
1969	18	71	89	10.21	2.80	6.46
1970	10	22	32	10.77	2.99	6.81
1971	8	47	55	11.14	2.78	6.85
1972	7	52	59	10.53	2.67	6.60
1973	10	38	48	11.70	2.65	7.43
1974	5	123	128	14.04	3.13	8.80
1975	3	71	74	13.43	5.06	9.07
1976	37	127	164	14.16	7.42	10.44
1977	74	89	163	16.50	9.36	12.47
1978	23	87	110	17.71	9.89	13.32
1979	40	75	115	17.54	10.49	13.71

Annexe 2

	Pétrole			Gaz Naturel		
	Coûts ($ 1971) $000,000 (1)	Découvertes appréciées (Publication 1981) 000,000 m.c. (2)	Dépense par découverte $/m.c. (1 ÷ 2)	Coûts ($ 1971) $000,000 (3)	Découvertes appréciées (Publication 1981) 000,000,000 m.c. (4)	Dépense par découverte $/000 m.c. (3 ÷ 4)
1947	24.87	60	.41	11.70	46	.25
1948	61.03	141	.43	26.15	18	1.45
1949	101.59	61	1.66	35.69	38	.93
1950	150.15	69	2.17	30.75	43	.71
1951	158.14	74	2.13	64.59	29	2.22
1952	191.57	148	1.29	67.30	212	.31
1953	185.97	295	.63	79.70	143	.55
1954	173.44	65	2.66	74.33	96	.77
1955	237.87	30	7.92	92.50	37	2.50
1956	294.92	33	8.93	103.52	120	.86
1957	236.56	199	1.18	78.85	102	.77
1958	250.91	50	5.01	97.57	115	.84
1959	232.72	195	1.19	86.07	158	.54
1960	237.16	10	23.71	116.81	51	2.29
1961	260.27	13	20.02	146.40	161	.90
1962	191.28	35	5.46	122.29	79	1.54
1963	236.85	36	6.57	106.41	31	3.43
1964	259.85	74	3.51	91.29	30	3.04
1965	257.14	103	2.49	115.53	50	2.31
1966	243.70	66	3.69	143.13	15	9.54
1967	376.92	41	9.19	106.31	72	1.47
1968	351.67	29	12.12	117.22	20	5.86
1969	323.02	16	20.18	152.01	75	2.02
1970	248.02	8	31.00	258.15	29	8.90
1971	271.44	12	22.62	250.56	51	4.91
1972	130.66	7	18.66	353.26	61	5.79
1973	196.19	8	24.52	294.28	38	7.74
1974	199.92	6	33.32	371.28	119	3.12
1975	204.66	2	102.33	380.09	69	5.50
1976	251.41	8	31.42	586.62	90	6.51
1977	441.44	15	29.42	478.22	84	5.69
1978	618.17	61	10.13	593.93	92	6.45
1979	1036.70	38	27.28	487.87	105	4.64
1980	1530.00	10	153.00	565.90	50	11.30
1981	1529.70	49	31.21	291.36	75	3.88

Pétrole plus gaz naturel

	Coûts totaux ($ 1971) $000,000 (1)	Découvertes appréciées (Publication 1981) 10^6 BTU (2)	Dépense par découverte $/$10^6$ BTU (1 ÷ 2)
1947	36.58	106	.34
1948	87.18	159	.54
1949	137.29	99	1.38
1950	180.90	112	1.61
1951	222.73	103	2.16
1952	258.88	360	.71
1953	265.67	438	.60
1954	247.77	161	1.53
1955	330.37	67	4.93
1956	398.54	153	2.60
1957	315.42	301	1.04
1958	348.48	165	2.11
1959	318.80	353	.90
1960	353.97	61	5.80
1961	406.67	174	2.33
1962	313.57	114	2.75
1963	343.26	67	5.12
1964	351.15	104	3.37
1965	372.67	153	2.43
1966	386.83	81	4.77
1967	483.24	113	4.27
1968	468.89	49	9.56
1969	475.03	91	5.22
1970	506.17	37	13.68
1971	522.00	63	8.28
1972	483.92	68	7.11
1973	490.47	46	10.66
1974	571.20	125	4.56
1975	584.75	71	8.23
1976	838.03	98	8.55
1977	919.66	99	9.28
1978	1212.10	153	7.92
1979	1524.60	143	10.66
1980	2095.90	60	34.93
1981	1821.00	124	14.68

BIBLIOGRAPHIE

Anderson, David L., The Role of Mineral Taxation in Industry-Government Conflict, Centre for Resource Studies, Queen's University, 1981.

Askin, A.B., Kraft, J., Econometric Dimensions of Energy Demand and Supply, Lexington Books, 1976.

Belgie, C.E. and Hero Jr. A.O., Natural Resources in US-Canadian Relations, Vol. 1, The Evolution of Policies and Issues, Westview Press, Boulder, Colorado, 1980.

Bradley, P., The economics of Crude Petroleum Production, North-Holland Publishing Company, Amsterdam, 1967.

Bradley, P., Increasing Scarcity: The Case of Energy Resources, American Economic Review, Vol. 63, May 73.

Burness, H.S., On the Taxation of non-replenishable Natural Resources, Journal of Environmental Economics and Management, Vol. 3, No. 4, December 1976.

Campbell, Watkins and Walken, Oil in the Seventies: Essays on Energy Policy, Vancouver, The Fraser Institute, 1977.

Dam, K., Implementation of Import Quotas: The Case of Oil, in the Journal of Law and Economics, Vol. XIV, No. 1, avril 1971, p. 1.

de Chazeau M. et Kahn A.E., Integration and Competition in the petroleum industry, Kennikat Press, Port Washington, N.Y. 1973.

Eglington, P.C., "The Economics of Industry Petroleum Exploration", Department of Economics, U.B.C., August 1975.

Energie, Mines et Ressources, Le Programme Energétique National, novembre 1980.

Energy, Mines and Resources, Canadian Oil and Gas Supply-Demand Overview, November 1979.

Erickson, E.W., Millsaps, W. and Spann, R.M., "Oil Supply and Tax Incentives", Brookings Paper, 1974, No. 2.

Epple, D., "Petroleum Discoveries and Government Policy", Ballinger Publishing Company, Cambridge, 1975.

Erickson, E.W. and Spann, R.M., "Natural Gas Supply" in Bell Journal of Economics, Spring 1971, Vol. 2, No. 1.

Eyssel, J.H., "The Supply Response of Crude Petroleum", in Business Economics, Vol. XIII, No. 3, May 1978.

Fisher, F., Supply and Costs in the US Petroleum Industry: two Econometric Studies, Baltimore, The Hohn Hopkins Press, 1964.

Foster, P., The Blue-Eyed Sheiks, Totem Book, Toronto, 1979.

Haughey, D.J., Crude Oil Supply and Demand: Major Issues and Alternate Scenarios, Canadian Energy Research Institute, Alberta, Juillet '81, Working Paper, 81-1.

Heuser, H., Control of International Trade, Routledge and Sons Ltd., 1939.

Hotelling, H., The Economics of Exhaustible Resources, Journal of Political Economy, Vol. 39, No. 2, April 1931.

Hung, N.M., The "S" Supply Curve and price jumps of a non-renewable natural resource, Cahier 8113, Département d'Economie, Université Laval, 1981.

Khazoom, J.D., "The Federal Power Commission Gas Model" in Bell Journal of Economics, Spring 1971, Vol. 2, No. 1.

Khourg, N.T., Prorationning and the Economic Efficiency of Crude Oil Production in Revue Canadienne d'Economique, Vol. 53, No. 3, 1969.

Le Rapport Bertrand, Tomes 3, 4, 5.

McFadyen, A., Blackman W., Provincial Royalties and Energy Sources, Dept. of Economics, U. Calgary, 1975.

No Spécial de l'Actualité Economique, Vol. 53, No. 4, octobre 1977: L'Economique des Ressources Naturelles.

Norgaard, R.B., Resource Scarcity and New Technology in US Petroleum Development, Natural Resources Journal, Vol. 15, April 1975.

Office National de l'Energie, L'huile au Canada, Besoins et Approvisionnements, septembre 1978.

_____ , L'énergie au Canada, Offre et Demande, juin 1981.

_____ , Canadian Natural Gas, Supply and Requirements, February 1979.

Oil and Gas Conservation Board, Report and Decision on Review of Plan for Proration of Oil to Market Demand in Alberta, Calgary, July 1964.

_____, Report and Decision on Review of Plan for Maximum Oil Production Rate Limitation in Alberta, Calgary, March 1965.

Peterson, F.M., A model of Mining and Exploring for Exhaustible Resources, Journal of Environmental Economics and Management, Vol. 5, No. 3, September 1978.

Peterson, F.M., Fisher, A.C., The Exploitation of Renewable and Non-Renewable Natural Resources in Economic Journal, Vol. 87, December 1977.

Pindyck, R.S., The Optimal Exploration and Production of Non-Renewable Resources, Journal of Political Economy, Vol. 86, No. 5, 1978.

Plotnick, A., Petroleum: Canadian Markets and US Foreign Trade Policy, University of Washington Press, Seattle, 1964.

Rice, P., Smith, K.V., An econometric model of the Petroleum Industry in Journal of Econometrics, Vol. 6, No. 3, November 1977, pp. 263-287.

Schulze, W.D., The optimal use of non-renewable resources: The Theory of Extraction, in Journal of Environmental Economics and Management, Vol. 1, No. 1, May 1974.

Slagorsky, Z.C., "Alternative Future Supplies of Oil in Canada and Their Costs", Working Paper 80-3, Canadian Energy Research Institute, May 1980.

Smith, J.L., A probabilistic Model of Oil Discovery, Review of Economics and Statistics, Vol. 62, No. 4, November 1980.

Uhler, R.S., Oil and Gas Finding Costs, Canadian Energy Research Institute, Calgary, 1979.

Uhler, R.S., "Costs and Supply in Petroleum Exploration: The Case of Alberta", in Canadian Journal of Economics, Vol. IX, No. 1, February 1976.

Wiorkowski, J.J., Estimating Volumes of Remaining Fossil Fuel Resources: Critical Review, Journal of the American Statistical Association, September 1981, Vol. 76, No. 375.

* * *